

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

**OTIMIZAÇÃO DE ESTOQUES DE TRANSFORMADORES EM
SISTEMAS DE POTÊNCIA VIA SIMULAÇÃO MONTE CARLO
CRONOLÓGICA E TÉCNICAS METAHEURÍSTICAS**

KASCILENE GONÇALVES MACHADO

Itajubá, Novembro de 2014

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

KASCILENE GONÇALVES MACHADO

**OTIMIZAÇÃO DE ESTOQUES DE TRANSFORMADORES EM
SISTEMAS DE POTÊNCIA VIA SIMULAÇÃO MONTE CARLO
CRONOLÓGICA E TÉCNICAS METAHEURÍSTICAS**

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva

Coorientador: Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Costa

Novembro de 2014

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

KASCILENE GONÇALVES MACHADO

**OTIMIZAÇÃO DE ESTOQUES DE TRANSFORMADORES EM
SISTEMAS DE POTÊNCIA VIA SIMULAÇÃO MONTE CARLO
CRONOLÓGICA E TÉCNICAS METAHEURÍSTICAS**

Tese aprovada por banca examinadora em 07 de Novembro de 2014, conferindo ao autor o título de **Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica.**

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva (Orientador)

Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Costa (Coorientador)

Prof. Dr. Luiz Antonio da Fonseca Manso

Prof. Dr. Agnelo Marotta Cassula

Prof. Dr. Zulmar Soares Machado Júnior

Prof. Dr. Carlos Henrique Valério de Moraes

Itajubá 2014



Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Criada pela Lei nº 10435, de 24 de abril de 2002

**FOLHA DE JULGAMENTO DA COMISSÃO EXAMINADORA DE TESE DE DOUTORADO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA**

Título da Tese: **“Otimização de Estoques de Transformadores em Sistemas de
Potência via Simulação Monte Carlo Cronológica e Técnicas
Metaheurísticas”**

Autor: **Kascilene Gonçalves Machado**

JULGAMENTO

Examinadores	Conceito	Rubrica
1º	A	
2º	A	
3º	A	
4º	A	
5º	A	
6º	A	

A - APROVADO: Se a Tese obtiver aprovação unânime da Comissão Examinadora.

AC - APROVADO CONDICIONAL: Quando a Comissão Examinadora entender que a Tese deva sofrer alterações de conteúdo ou conter resultados novos ou adicionais.

RE - REEXAME: Quando a Comissão Examinadora entender que a Tese, embora contendo contribuições relevantes, não tenha sido defendida adequadamente, ou deve sofrer modificações mais profundas. Caso em que o candidato terá mais uma única e última oportunidade para reestruturar a Tese se for o caso, e defendê-la novamente em um prazo não superior a 6 (seis) meses contados a partir da data da primeira defesa.

R - REPROVAÇÃO: Quando a Comissão Examinadora entender que a Tese não contém contribuições relevantes para a área do tema da Tese.

(*) Este documento terá a validade de 90 (noventa) dias a contar da data da defesa da Tese.

Resultado Médio: Conceito: A, ou seja, Aprovado

Observações: _____

Itajubá, 07 de Novembro de 2014.

Prof. Dr. Luiz Antonio da Fonseca Manso
1º Examinador – UFSJ

Prof. Dr. Zulmar Soares Machado Júnior
3º Examinador – UNIFEI

Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Costa
5º Examinador (Orientador) – UNIFEI

Prof. Dr. Agnelo Marotta Cassala
2º Examinador – UNESP-Feg

Prof. Dr. Carlos Henrique Valério de Moraes
4º Examinador – UNIFEI

Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva
6º Examinador (Orientador) – UNIFEI

Dedico esta Tese de Doutorado à minha família:

*Vitória,
Judith e Sebastião,
Kath, Kalil, Daniela e Kaio.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por mais esta vitória: *“Obrigada Senhor!”*

Aos meus pais, que sempre me incentivaram nos estudos.

A minha avó, pelos momentos de oração.

Ao orientador, professor Armando Martins Leite da Silva, pelo incentivo, apoio, paciência, dedicação, orientação e acompanhamento deste trabalho.

Ao professor João Guilherme de Carvalho Costa, pela dedicação, coorientação e conhecimentos transmitidos.

Ao professor Carlos Henrique Valério de Moraes, pela colaboração.

Aos colegas do GESis, em especial, Adriano Almeida, Silvan Flávio e Lucas Ramalho, pelo apoio, ajuda e amizade.

A CEMIG, em especial ao Leonardo Labarrere de Souza, pelas informações e dados fornecidos para aplicação do problema analisado em um sistema real.

À CAPES, pelo apoio financeiro.

RESUMO

O planejamento adequado de uma subestação de energia elétrica deve prever a utilização de transformadores reservas, pois a falha de um desses equipamentos poderá causar a interrupção de muitos consumidores. Frequentemente, as subestações são projetadas com transformadores operando em paralelo, de forma que a carga-pico possa ser suprida mesmo que um transformador do grupo esteja avariado. Embora este critério represente uma solução segura, possui um alto custo de implantação. Portanto, o dimensionamento de estoques deve ser feito de forma cuidadosa, visto que um grande número de transformadores reservas pode aumentar os custos de investimento da distribuidora, enquanto um número insuficiente pode prejudicar a confiabilidade do sistema e provocar um aumento dos custos de operação. Em ambos os casos, tais desequilíbrios irão impactar as tarifas e os consumidores.

Esta tese apresenta uma nova metodologia a qual emprega otimização estocástica, baseada em técnicas metaheurísticas e simulação Monte Carlo cronológica, para determinar o dimensionamento ótimo da reserva técnica de transformadores em subestações de distribuição de energia elétrica. Este objetivo é alcançado a partir da definição do momento e da quantidade adequada de equipamentos a serem adicionados ao estoque, de modo a minimizar os custos de investimento e operação, mantendo os índices de confiabilidade dentro de limites aceitáveis. A ferramenta desenvolvida permite considerar as incertezas relacionadas às falhas dos equipamentos, bem como as diferentes idades (tempos de vida restantes) dos mesmos. O método é ainda capaz de modelar eventos como crescimento de carga, expansão do parque de transformação e ampliação do estoque de reservas ao longo do período definido pelo planejador. Por fim, o algoritmo efetua o cálculo dos índices de confiabilidade, além do valor presente dos custos de investimento e operação.

A metodologia proposta é aplicada a um grupo de transformadores da classe 138-13,8 kV, 25 MVA, para determinar o dimensionamento ótimo do estoque em um período de dez anos. Os resultados obtidos demonstram a capacidade da metodologia de encontrar as melhores soluções factíveis do ponto de vista técnico e econômico.

Palavra chave: Metaheurísticas, Simulação Monte Carlo, otimização, análise probabilística de custos, transformadores reservas.

ABSTRACT

The proper planning of a power substation must consider the use of transformer spares, since the failure of one of these devices can cause the interruption of a large number of consumers. In general, the substations are designed with multiple transformers operating in parallel, so that the peak load can be met even if one transformer fails in their group. Although this criterion represents a safe solution, it has a high implementation cost. Therefore, the right-sizing of inventories should be carefully done, since a large number of spare transformers could increase the investment costs of the distribution companies, while an insufficient number of spares can weaken the reliability of the system and lead to increased operation costs. In both cases, these unbalances will impact tariffs and costumers.

This thesis presents a new methodology that employs stochastic optimization, based on metaheuristics techniques and chronological Monte Carlo simulation, to determine the optimum design of spare transformers for electric power distribution substations. This goal is achieved from the suitable time instant and corresponding number of new equipment to be added to the stock, in order to minimize the sum of investment and operation costs, while maintaining the reliability indices within acceptable limits. The developed tool allows considering the uncertainties related to the failures of equipment and also their different ages (remaining lives). The proposed approach is able to model events such as load growth, expansion of the power transformation system, and increase of the number of spares over the period defined by the planner. Finally, the proposed algorithm evaluates the reliability indices and the present values of investment and operation costs.

The proposed methodology is applied to a group of transformers in the class 138-13.8 kV, 25 MVA, to determine the optimal sizing of the stock over a period of ten years. The results demonstrate the ability of the methodology to find the best solutions that are both technically and economically feasible.

Keywords: Metaheuristics, Monte Carlo simulation, optimization, probabilistic cost analysis, spare transformers

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	xii
LISTA DE TABELAS.....	xiv
LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS.....	xvi
CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO	1
1.1 Considerações Gerais	1
1.1.1 Problema de Estoque: Aplicações em Sistemas Elétricos.....	5
1.2 Estado da Arte	7
1.3 Estrutura da Tese	11
CAPÍTULO 2 MODELOS PROBABILÍSTICOS PARA DIMENSIONAMENTO DE ESTOQUE	13
2.1 Introdução.....	13
2.2 Modelo de Poisson	14
2.2.1 Distribuição de Poisson.....	14
2.2.2 Sistemas com Equipamentos Reservas	15
2.3 Modelo de Markov	16
2.3.1 Montagem do Espaço de Estados.....	17
2.3.2 Cálculo das Probabilidades	19
2.3.3 Probabilidades Estacionárias.....	21
2.3.4 Indicadores de Frequência e Duração	23
2.3.5 Aspectos Econômicos	26
2.3.6 Aplicação em um Sistema Real.....	28
2.4 Modelo Cronológico.....	30
2.4.1 Índices de Confiabilidade.....	33
2.4.2 Aplicação em um Sistema Real.....	34
2.5 Modelos de Envelhecimento	35
2.5.1 Modelo de Arrhenius.....	37
2.5.2 Modelagem de Impactos	38
2.5.3 Modelagem de Arrhenius-Impactos	39
2.6 Conclusões	42

CAPÍTULO 3 METODOLOGIA BASEADA EM SIMULAÇÃO MONTE CARLO CRONOLÓGICA.....	44
3.1 Introdução.....	44
3.2 Modelo Cronológico Básico.....	44
3.2.1 Fluxograma	51
3.2.2 Índices de Confiabilidade.....	52
3.2.3 Avaliação de Custos.....	55
3.2.4 Aplicações Numéricas.....	59
3.3 Evolução dos Modelos	60
3.3.1 Histogramas Discretos	60
3.3.2 Modelagem de Carga para Transformadores	65
3.3.3 Representação do Crescimento da Carga	66
3.3.4 Expansão do Parque de Transformação	67
3.3.5 Modelo Final	69
3.4 Aplicação em um Sistema Real.....	71
3.4.1 Características do Sistema.....	71
3.4.2 Representação da Expansão do Parque de Transformadores	78
3.4.3 Influência da Reposição Automática	80
3.5 Conclusões	81
CAPÍTULO 4 MODELOS PARA OTIMIZAÇÃO DE ESTOQUES	83
4.1 Introdução.....	83
4.2 Técnicas de Otimização Baseadas em Metaheurísticas.....	84
4.2.1 Algoritmos Evolucionários	84
4.2.2 Inteligência de Enxames	88
4.2.3 Busca Tabu (Tabu Search – TS)	90
4.3 Estratégias de Evolução e SMC Cronológica Aplicadas ao Problema de Dimensionamento de Estoques	91
4.3.1 Parâmetros da Estratégia de Evolução	91
4.3.2 Algoritmo de Otimização.....	92
4.3.3 Avaliação do Estoque Empregando o Modelo ES	95
4.4 Evolução Diferencial e SMC Cronológica Aplicadas ao Problema de Dimensionamento de Estoques	99
4.4.1 Parâmetros da Evolução Diferencial.....	99
4.4.2 Algoritmo de Otimização.....	99
4.4.3 Avaliação do Estoque Empregando o Modelo DE.....	101

4.5	Computação Paralela.....	104
4.5.1	Implementação Paralela do Programa de Dimensionamento de Estoque	106
4.5.2	Inclusões de Unidades Móveis de Subestações de Energia	109
4.6	Avaliação do Desempenho de Metaheurísticas.....	110
4.6.1	Desempenho da Metaheurística ES.....	111
4.7	Conclusões	115
CAPÍTULO 5 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE		118
5.1	Introdução.....	118
5.2	Análise de Sensibilidade aos Parâmetros	119
5.2.1	Parâmetros da Metaheurística ES.....	120
5.2.2	Parâmetros Econômicos	124
5.2.3	Parâmetros Técnicos	130
5.3	Análise Comparativa dos Parâmetros.....	135
5.4	Análise de Cenário	137
5.5	Conclusões	140
CAPÍTULO 6 CONCLUSÕES		142
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS		148

LISTA DE FIGURAS

Fig. 2.1 – Modelo do transformador.....	17
Fig. 2.2 – Espaço de estados.....	18
Fig. 2.3 – Espaço de estados simplificado.....	19
Fig. 2.4 – Espaço de Estados.....	24
Fig. 2.5 – Exemplo de histórico gerado pela simulação Monte Carlo cronológica.....	31
Fig. 2.6 – Variação de Θ_e no tempo.....	36
Fig. 2.7 – Curva horária de temperatura.....	37
Fig. 2.8 – Perda de vida percentual no primeiro ano de funcionamento.....	37
Fig. 2.9 – Modelo Arrhenius.....	38
Fig. 2.10 – Consideração de impactos moderados.....	40
Fig. 2.11 – Consideração de impactos moderados e fulminantes.....	40
Fig. 3.1 – Arquivo de Entrada.....	46
Fig. 3.2 – Relatório de Saída.....	47
Fig. 3.3 – Ilustração inicial da simulação Monte Carlo.....	49
Fig. 3.4 – Especificação das taxas de falha.....	49
Fig. 3.5 – Distribuições: uniforme, exponencial e normal.....	50
Fig. 3.6 – Modelagem dos tempos de reposição.....	50
Fig. 3.7 – Detalhamento de inclusões programadas.....	51
Fig. 3.8 – Fluxograma do programa de análise de confiabilidade e avaliação de custos.....	52
Fig. 3.9 – Especificação do período de análise.....	52
Fig. 3.10 – Dados econômicos.....	55
Fig. 3.11 – Cálculo do custo de investimento.....	58
Fig. 3.12 – Histograma do tempo de vida restante do transformador 1 (atual).....	61
Fig. 3.13 – Distribuição de probabilidade do tempo de vida restante dos transformadores.....	62
Fig. 3.14 – Histograma e função massa de probabilidade.....	63
Fig. 3.15 – Função de distribuição – “Sorteio da Classe”.....	63
Fig. 3.16 – Distribuição exponencial – representação em tempo discreto.....	64
Fig. 3.17 – Carga do sistema por transformador.....	66
Fig. 3.18 – Acréscimo de carga.....	67
Fig. 3.19 – Arquivo de entrada atual.....	68
Fig. 3.20 – Informações do sistema.....	72
Fig. 3.21 – Informações da carga.....	72

Fig. 3.22 – Distribuição de probabilidade do tempo de vida.....	73
Fig. 3.23 – Histograma do tempo de vida restante do transformado 1 (atual).	74
Fig. 3.24 – Indisponibilidade do sistema.....	76
Fig. 3.25 – Caso 4.....	77
Fig. 3.26 – Caso 5.....	79
Fig. 3.27 – Caso 6: opções a, b e c.	80
Fig. 4.1 – Matriz população (40×10).....	94
Fig. 4.2 – (a) Processamento sequencial e (b) processamento paralelo.	105
Fig. 4.3 – Pseudocódigo do algoritmo de otimização.	107
Fig. 4.4 – Percentual de uso dos núcleos do processador durante execução do algoritmo (a) sequencial e (b) paralelizado.	108
Fig. 4.5 – Índice de qualidade.	114
Fig. 5.1 – Efeito do tamanho da população.	121
Fig. 5.2 – Efeito do tamanho da população no tempo de processamento.....	122
Fig. 5.3 – Efeito da amplitude de mutação.	123
Fig. 5.4 – Efeito do custo da energia.	125
Fig. 5.5 – Composição do custo total (a) Opção 1 e (b) Opção 2.....	125
Fig. 5.6 – Efeito do custo de energia no custo de não faturamento.....	126
Fig. 5.7 – Efeito do custo de interrupção.....	127
Fig. 5.8 – Efeito do preço do transformador.	128
Fig. 5.9 – WACC (fonte: ANEEL).....	129
Fig. 5.10 – Efeito da taxa de desconto.....	130
Fig. 5.11 – Efeito da quantidade de transformadores no campo.	131
Fig. 5.12 – Efeito do tempo de aquisição.	133
Fig. 5.13 – Análise comparativa dos parâmetros.....	136

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Efeito do Número de Reservas	16
Tabela 2.2 – Exemplificação do Cálculo da EPNS	28
Tabela 2.3 – Dados do Sistema	29
Tabela 2.4 – Resultados de Confiabilidade	29
Tabela 2.5 – Resultados de Custos em R\$/ano.....	30
Tabela 2.6 – Resultados de Confiabilidade	34
Tabela 2.7 – Resultados de Custos em R\$/ano.....	35
Tabela 3.1 – Descrição dos Casos Simulados	59
Tabela 3.2 – Índice de Confiabilidade.....	60
Tabela 3.3 – Custos Esperados	60
Tabela 3.4 – Discretização da Distribuição Exponencial	65
Tabela 3.5 – Opções para Análise	74
Tabela 3.6 – Índice de Confiabilidade.....	75
Tabela 3.7 – Custos Esperados	75
Tabela 3.8 – Indicadores para cada Ano do Período de Análise	76
Tabela 3.9 – Indicadores de Confiabilidade	77
Tabela 3.10 – Custos Esperados	77
Tabela 3.11– Custos Esperados com a Consideração dos Tempos de Instalação das Subestações Móveis.....	78
Tabela 3.12 – Indicadores de Confiabilidade	79
Tabela 3.13 – Custos Esperados	79
Tabela 3.14 – Indicadores de Confiabilidade	81
Tabela 3.15 – Custos Esperados	81
Tabela 4.1 – Parâmetros ES.....	92
Tabela 4.2 – Melhores Opções de Composição de Estoque.....	96
Tabela 4.3 – Indicadores de Confiabilidade	96
Tabela 4.4 – Custos Esperados	96
Tabela 4.5 – Melhores Opções de Composição de Estoque - Expansão.....	97
Tabela 4.6 – Indicadores de Confiabilidade	98
Tabela 4.7 – Custos Esperados	98
Tabela 4.8 – Parâmetros DE.....	99
Tabela 4.9 – Melhores Opções de Composição de Estoque.....	102

Tabela 4.10 – Indicadores de Confiabilidade	102
Tabela 4.11 – Custos Esperados	103
Tabela 4.12 – Tempo de processamento da metaheurística DE	103
Tabela 4.13 – Melhores Opções de Composição de Estoque.....	108
Tabela 4.14 – Tempos de processamento	109
Tabela 4.15 – Opções de Composição de Estoque com os Custos de Instalação da Subestação Móvel.....	109
Tabela 4.16 – Custos Esperados Totais	110
Tabela 4.17 – Resultados para 10 simulações	111
Tabela 4.18 – Opções de Estoque e Custos Médios	114
Tabela 4.19– Índice de Qualidade	115
Tabela 5.1 – Parâmetros (valores de Referência)	119
Tabela 5.2 – Opções de Estoque (valores de Referência)	120
Tabela 5.3 – Variação do Tamanho da População	121
Tabela 5.4 – Variação da Amplitude de Mutação	122
Tabela 5.5 – Comparação do Custo Total para $\sigma = 0,2$ e $\sigma = 0,4$	123
Tabela 5.6 – Variação do Custo de Energia	124
Tabela 5.7 – Variação do Custo de Interrupção	126
Tabela 5.8 – Variação do Preço do Transformador.....	128
Tabela 5.9 – Variação da Taxa de Desconto	130
Tabela 5.10 – Variação da Quantidade de Transformadores no campo.....	131
Tabela 5.11 – Variação do Tempo de Aquisição.....	132
Tabela 5.12 – Opções de Estoque para Diferentes Tempos de Aquisição	134
Tabela 5.13 – Variação de 20% dos Parâmetros	135
Tabela 5.14 – Análise de Cenários	138
Tabela 5.15 – Resultados para a Hipótese 1	139
Tabela 5.16 – Resultados para a Hipótese 2.....	139
Tabela 5.17 – Custo Esperado, Desvio-padrão e Coeficiente de Variação	140

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

ACO	Otimização por Colônia de Formigas (<i>Ant Colony Optimization</i>)
AIS	Sistemas Imunológicos Artificiais (<i>Artificial Immune System</i>)
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CV	Coeficiente de Variação
DE	Evolução Diferencial (<i>Differential Evolution</i>)
EA	Algoritmos Evolucionários (<i>Evolutionary Algorithms</i>)
EENS	Energia Esperada Não Suprida (<i>Expected Energy Not Supplied</i>)
EPNS	Potência Média Não Suprida (<i>Expected Power Not Supplied</i>)
ES	Estratégias de Evolução (<i>Evolution Strategies</i>)
FC	Fator de Carregamento Médio dos Transformadores
FIFO	<i>First In First Out</i>
FP	Fator de Potência da Carga
GA	Algoritmos Genéticos (<i>Genetic Algorithms</i>)
h	Horas
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
ln	Logaritmo natural
MTBF	Tempo Médio entre Falhas (<i>Mean Time between Failures</i>)
MTTF	Tempo Médio até a Falha (<i>Mean Time To Failure</i>)
MVA	Mega-volt-ampere
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
per.	Período de análise
PSO	Otimização por Enxame de Partículas (<i>Particle Swarm Optimization</i>)
PV	Perda de vida
SI	Inteligência de Enxame ou Coletiva (<i>Swarm Intelligence</i>)
SMC	Simulação Monte Carlo
t	Tempo de análise
TS	Busca Tabu (<i>Tabu Search</i>)
U()	Distribuição uniforme de probabilidade
VU	Vida útil

WACC	Custo Médio Ponderado de Capital (<i>Weighted Average Cost of Capital</i>)
β	Critério de convergência denominado coeficiente de variação
Δt	Subdivisões de igual comprimento do período de análise t
Θ_e	Temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos em graus Celsius

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

O SISTEMA elétrico é composto por diversos equipamentos localizados por extensas áreas territoriais. Seu planejamento é fundamental para assegurar a continuidade do abastecimento de energia ao menor custo e com o menor risco. De acordo com [EPE05], a crescente exigência, no sentido de que a operação do sistema elétrico se realize de forma mais econômica possível e segura, faz com que o processo de planejamento do setor elétrico ganhe importância na determinação da configuração e do desempenho do seu sistema.

A energia é essencial para a organização econômica, sendo o setor energético parte integrante da macroeconomia. O crescimento econômico define-se pelo aumento significativo do PIB (Produto Interno Bruto) e pode ser relacionado com a oferta de energia [PABIB07]. Maior oferta de energia estabelece condições para o crescimento econômico, que por sua vez, incorpora mais energia ao processo produtivo. Conseqüentemente, um corte no suprimento de energia elétrica diminui o PIB do país.

Os custos de interrupção no fornecimento estão associados a falhas no abastecimento de energia demandada pelo usuário. A não restauração do fornecimento energético ou a restauração, após a ocorrência de uma falta, em um grande espaço de tempo, também representa um custo econômico da energia.

A necessidade crescente de energia elétrica pela sociedade moderna e os altos custos provenientes do não suprimento desta energia exigem que as concessionárias zelem pelo fornecimento da energia. O sistema elétrico deve ser apto a propiciar um serviço elétrico confiável a um baixo custo operacional [C81]. As empresas dos sistemas elétricos são constantemente pressionadas a reduzir os custos operacionais, aumentar a confiabilidade dos seus sistemas e melhorar a qualidade de energia e os serviços prestados aos clientes.

Segundo [HQEL04], a função básica de um sistema de energia elétrica é fornecer energia elétrica aos seus clientes ao menor custo possível e com níveis aceitáveis de confiabilidade. No entanto, os dois aspectos são muitas vezes conflitantes, e equilibrar o elevado nível de confia-

bilidade mantendo um baixo custo (i.e., baixa tarifa) é um problema desafiador para os gestores do sistema de energia elétrica.

De forma geral, pode-se dizer que os componentes dos sistemas elétricos estão sujeitos a falhas. Segundo [ELE82], falha em sistemas de distribuição corresponde a todo evento que produz a perda de capacidade parcial ou total de um componente ou sistema de desempenhar sua função. Falhas mais graves, como a interrupção, podem gerar grandes prejuízos, devido à quantidade de “dinheiro” que a distribuidora deixa de receber quando a carga é interrompida e a pagamentos de indenizações resultantes de processos judiciais.

De acordo com [S08], as falhas na área elétrica têm um impacto importante, pois normalmente não há como recuperar o prejuízo causado pela interrupção do fornecimento. Os usuários têm prejuízos e o operador, em geral, perdas de faturamento que não podem ser compensadas no futuro, pela própria natureza da demanda do produto. Um sistema de distribuição de energia elétrica deve ser projetado para resistir a eventuais falhas de equipamentos. Isto implica na inclusão de equipamentos redundantes ou equipamentos reservas no planejamento da operação do sistema.

Por razões de confiabilidade, os sistemas são projetados para que as falhas de equipamentos exerçam o menor impacto possível sobre o seu funcionamento. O número de equipamentos em uma subestação é usualmente definido pelo critério N–1, em que dois ou mais equipamentos são ligados em paralelo, para que a subestação consiga atender à carga de pico mesmo com a falha de um deles. Apesar de seguro, este critério implica em custos elevados do ponto de vista do arranjo das subestações [CK05].

O transformador de subestação é considerado um dos mais importantes equipamentos do sistema de distribuição devido ao seu alto custo de aquisição e por exercer grande impacto na confiabilidade de um sistema [AS10]. Geralmente, falhas inesperadas nestes equipamentos são catastróficas e podem resultar em graves consequências para as empresas de energia elétrica, em termos de aumento de custos de operação e perdas de carga dos clientes. Para minimizar o impacto deste tipo de falha, as concessionárias devem manter um estoque destas unidades.

Embora o estoque tenha um importante papel no desempenho de muitas operações, a referência [SCJ09] relata que existem vários aspectos negativos em relação a ele: (i) estoque congela dinheiro que fica indisponível para outros usos, como redução de empréstimos ou investimen-

tos em bens fixos produtivos; (ii) acarreta custos de armazenamento (aluguel de espaço, manutenção, etc.); (iii) estoque pode danificar-se ou deteriorar-se; (iv) estoque consome espaço que poderia ser usado para agregar valor; (v) envolve custos administrativos e securitários, e; (vi) podem se tornar obsoletos a medida que novas alternativas de produtos apareçam.

Em um sistema de distribuição de energia elétrica, o planejamento adequado prevê a utilização de transformadores reservas em subestações, pois a falha de um transformador poderá causar a interrupção de muitos consumidores. É imprescindível que o equipamento avariado seja substituído por outro (reserva) o mais rapidamente possível.

Estas unidades implicam em custos de investimento de capital para as empresas, que deverão comprar e armazenar os transformadores. Por isso, as empresas devem tentar encontrar o equilíbrio entre o custo de aquisição das unidades e o risco incorrido na ausência destas unidades. Segundo [SCJ09], os estoques são custosos e empatam considerável quantidade de dinheiro, mas proporcionam certo nível de segurança em ambientes incertos. A referência [B06] explica que os estoques continuam sendo um grande investimento de capital no canal de suprimentos. Uma boa gestão significa manter os estoques em níveis mais baixos, mas garantir que o produto esteja disponível no tempo e nas quantidades necessárias.

Há três tipos principais de decisões que os gestores precisam tomar em relação a planejamento e controle de seus estoques: (i) quanto pedir cada vez que um pedido de reabastecimento é colocado; (ii) quando pedir o reabastecimento de estoques, e; (iii) como controlar o sistema de planejamento e controle de estoque [SCJ09].

De acordo com [SCJ09], a decisão de quanto pedir envolve equilibrar os custos associados à manutenção de estoques com os custos associados à colocação de um pedido. A decisão de quando colocar um pedido torna-se importante quando a demanda é tratada como probabilística. Os pedidos são usualmente disparados para deixar certo nível de estoque de segurança médio quando o pedido chega.

Há inúmeras técnicas para gerenciar o estoque de uma empresa. A referência [GM03] descreve quatro técnicas mais usadas: (i) o sistema ABC, (ii) modelo do lote econômico de compra (LEC), (iii) sistema *just in time* (JIT) e (iv) sistema de planejamento das necessidades de materiais (MRP).

Sistema ABC

Uma empresa que utiliza o sistema ABC de controle de estoque divide seu estoque em três grupos: A, B e C. O grupo “A” inclui itens com mais investimentos em dinheiro, corresponde por 80% de investimento em estoque e 20% de itens de estoque da empresa. O grupo “B” consiste em itens que respondem pelo próximo maior investimento em estoque. O grupo “C” consiste em um número grande de itens que exigem um investimento relativamente pequeno. Os itens do grupo “A” são acompanhados em sistema de reposição contínua de estoque, que permite a verificação diária do nível de estoque de cada item. Os itens do grupo “B” são controlados por meio de inventário periódico de seus níveis. Os itens do grupo “C” são controlados com o método de duas gavetas. O estoque é removido da primeira gaveta, quando ela fica vazia, faz-se um pedido de reposição para esta gaveta, enquanto o estoque é retirado da segunda gaveta que é usada até ficar vazia e assim por diante.

Modelo do Lote Econômico

O modelo do lote econômico (LEC) considera que os custos relevantes de estoque podem ser divididos em custo de pedir e custo de manter. Os custos de pedir incluem os custos fixos administrativos de colocar e receber pedido. Os custos de manter são os custos variáveis por unidade de manter um item em estoque por um período específico de tempo. Os custos de pedir diminuem à medida que o tamanho do pedido aumenta e os custos de manter, no entanto, aumentam com os aumentos no tamanho do pedido. O modelo LEC analisa a substituição entre os custos de pedir e os custos de manter para determinar a quantidade de pedido que minimiza o custo total do estoque. O LEC pode ser calculado pela expressão:

$$LEC = \sqrt{\frac{2 \times S \times O}{C}} \quad (1.1)$$

Em que S é o consumo em unidades por período, O é o custo de pedir por pedido e C é o custo de manter por unidade e por período.

Sistema JIT

O sistema *just in time* (JIT) é usado para minimizar o investimento em estoque. A filosofia é que os materiais devem chegar exatamente no momento em que são necessários para a produção. O objetivo do sistema JIT é a eficiência na produção, enfatizando a qualidade dos materi-

ais e seu tempo de entrega. Este sistema requer a cooperação entre todas as partes envolvidas no processo: fornecedores, empresas de expedição e empregados da empresa.

Sistema MRP

O sistema de planejamento das necessidades de materiais (MRP) é utilizado para determinar quais materiais pedir e quando pedi-los. O MRP aplica o conceito LEC para determinar quanto pedir. Por meio do computador, ele simula cada lista de materiais dos produtos, a situação do estoque e o processo de produção (fabricação). Com base no tempo que leva para um produto passar pelos estágios de produção e o tempo de resposta para obter os materiais, o sistema MRP determina quando os pedidos devem ser colocados para os itens da lista de materiais.

1.1.1 Problema de Estoque: Aplicações em Sistemas Elétricos

O dimensionamento da reserva técnica de uma subestação (ou conjunto de subestações de uma região) é determinado pelo nível de confiabilidade requerido e custos agregados à operação do sistema, como investimento na aquisição do estoque, armazenamento e manutenção dos equipamentos, interrupção do fornecimento de energia, além de multas previstas na Resolução N° 24 da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica [ANEEL00].

Neste tipo de análise, é importante considerar que o custo dos transformadores de subestação é muito maior que o custo dos transformadores usados na distribuição [CLC06], e para a aquisição de um novo transformador ou o reparo de um equipamento avariado, o período de reposição é relativamente longo (entre 12 e 18 meses), como descrito em [LVM99].

Segundo [MKS95], a otimização de estoque é uma tarefa difícil, uma vez que um número excessivo de equipamentos de reserva pode comprometer o orçamento das empresas, enquanto a limitação do estoque pode colocar em risco a confiabilidade do seu sistema. Esforços consideráveis envolvendo cálculos probabilísticos para sistemas elétricos têm sido feitos nas últimas décadas. Entretanto, pouca atenção tem sido dada a métodos de dimensionamento de estoques de equipamentos [CK05].

As empresas dos sistemas elétricos necessitam de ferramentas com capacidade de gerar respostas que informem, com precisão, qual a quantidade de equipamentos deve ser mantida em estoque para garantir a confiabilidade do sistema, levando em consideração que os custos para manter este estoque devem ser os menores possíveis.

O principal objetivo desta Tese é desenvolver uma ferramenta que auxilie as empresas na tomada de decisão quanto ao dimensionamento ótimo do número de equipamentos reservas de uma subestação, que apresente o menor custo e ao mesmo tempo garanta a confiabilidade do sistema. A metodologia será dedicada ao dimensionamento de estoques de transformadores, pois estes são os maiores e mais caros componentes de uma subestação.

O desenvolvimento da ferramenta proposta constará das seguintes etapas:

- i. Desenvolvimento de um modelo baseado em Simulação Monte Carlo (SMC) Cronológica para avaliação de confiabilidade e cálculo de custos de investimentos e operação de um conjunto de subestação, considerando parâmetros como:
 - a. Número de equipamentos no campo e no estoque, taxa de falha e tempo médio de aquisição de equipamentos;
 - b. Existência de equipamentos com diferentes idades e tempos de vida restantes;
 - c. Crescimento da carga e expansão do parque de transformação.
- ii. Apresentação dos índices de confiabilidade (disponibilidade, frequência e duração média das falhas, potência e energia média não suprida) do período de análise e também, indicadores de desempenho referentes a cada ano do período de análise;
- iii. Cálculo do custo total de um determinado nível de estoque, cujo valor engloba os custos de investimento e operação (custos de não faturamento e interrupção);
- iv. Emprego de técnicas de otimização baseadas em metaheurísticas para determinação de uma estratégia ótima para a composição da reserva técnica, definindo o momento e a quantidade adequada de transformadores a serem adicionados ao estoque.

Com a simulação é possível representar sistemas reais, analisar e avaliar seu comportamento. A otimização permite encontrar as melhores respostas para o modelo. A combinação entre simulação e otimização permite encontrar as respostas mais eficientes, possibilitando uma melhor tomada de decisão.

A seguir, é apresentada uma revisão bibliográfica abordando as metodologias probabilísticas empregadas para resolver o problema de dimensionamento de reserva técnica.

1.2 ESTADO DA ARTE

O foco da operação do sistema elétrico de potência e os esforços estão sendo direcionados para o diagnóstico e avaliação das condições dos equipamentos. Muitos trabalhos têm sido dedicados à avaliação da confiabilidade do sistema de potência [L04], [NKHP95] e [L02].

Os equipamentos do sistema elétrico, como geradores, linhas de transmissão, transformadores e disjuntores apresentam uma taxa de falha que varia ao longo de sua vida operativa. É importante notar que, quanto maior a taxa de falha do equipamento e do tempo de reparo, um maior número de unidades é requerido para manter um nível adequado de confiabilidade do sistema.

Segundo [CMGS11], ao considerar a confiabilidade do sistema elétrico, os transformadores constituem um dos componentes mais importantes. Devido ao fato de ser um dos componentes mais caros, a redundância de transformadores na rede é limitada, conduzindo a certa criticidade para o fornecimento de eletricidade. A falha de um transformador traz sérias consequências para o sistema, sendo este, um componente de difícil reparação, apresenta custos de interrupção elevados e alto custo de substituição. Uma operação confiável do sistema elétrico é altamente dependente da confiabilidade dos transformadores.

As falhas de um transformador de subestação são classificadas como reparáveis no campo ou irreparáveis (catastróficas) [M13] e [NT09]. Após a constatação da falha, são realizadas ações emergenciais temporárias, tais como, transferências de carga para alimentadores vizinhos e/ou a instalação de subestações móveis para suprir à carga. Em uma falha reparável não há necessidades da substituição da unidade e o tempo de reparo geralmente não é longo. Já uma falha irreparável pode ser solucionada com a substituição da unidade. As falhas irreparáveis exigem unidades de reposição. Portanto, o tempo de reparo depende da disponibilidade do estoque. A manutenção de um estoque de unidades para reposição reduz o tempo das falhas irreparáveis, no entanto, envolve custo de investimento considerável.

A referência [CK05] demonstra o impacto de transformadores reservas sobre a confiabilidade do sistema, especialmente quando os componentes das subestações estão próximos da sua vida útil. Entretanto, unidades nos estoques possuem enormes custos que merecem sérias considerações, para que um sistema elétrico não se torne um sistema de alto custo.

A questão de quantas unidades deve manter em estoque depende das exigências de confiabilidade do sistema e do custo de se ter esse nível de confiabilidade. A fim de determinar o núme-

ro ótimo de unidades, é necessária uma comparação entre o aumento do retorno econômico, devido ao aumento da confiabilidade do sistema e o capital investido para obter um sistema mais confiável.

O número ideal de transformadores reservas é bem contemplado na literatura, sendo que, os métodos utilizados para determinar este número baseiam em modelos probabilísticos que avaliam a confiabilidade e os custos. Estes modelos de probabilidade podem ser usados para calcular a probabilidade de falha, para um grupo de equipamentos similares sob um dado critério de falha. Os modelos mais utilizados são o modelo binomial, o modelo de distribuição de Poisson e o modelo de Markov.

A referência [H11] descreve as vantagens e desvantagens de cada modelo. O modelo de distribuição de Poisson é mais simples. Ele utiliza apenas a taxa de falha da unidade para calcular várias probabilidades, para o mesmo período. O modelo de Markov utiliza a taxa de falha da unidade, taxa de reparo da unidade, bem como o número de unidades, para calcular várias probabilidades de estado para o mesmo período. Os modelos binomial e Poisson assumem que as unidades são instaladas instantaneamente após a falha do equipamento, ignorando o tempo real para instalação do equipamento.

Em [CK05], modelos probabilísticos de distribuição de Poisson são propostos para determinar o número ideal de unidades de reposição, com base na suposição de que o período de vida das unidades é exponencialmente distribuído, considerando custos devido à perda de carga, energia não fornecida e custo de investimento. A referência [A04] utilizou a distribuição de Poisson para prever o número de falhas por ano em diferentes grupos de subestações e, conseqüentemente, determinar o número adequado de transformadores de reposição.

Nas referências [H11], [H12] e [H12a] um método probabilístico com base em modelos de Markov é usado para a determinação do número necessário de transformadores reservas e subestações móveis para atingir o nível de confiabilidade requerido. A metodologia proposta em [CL08] também emprega o processo de Markov para determinar o número de transformadores reservas, considerando a menor soma entre o custo de investimento na aquisição do estoque e o custo de operação de um grupo de subestações.

De acordo com [LVM99], esforços consideráveis têm sido dedicados ao sistema de energia no planejamento probabilístico. No entanto, muito pouca atenção tem sido dada a partir de um

ponto de vista dos métodos probabilísticos para planejamento de reposição de equipamentos de energia, que está fortemente associado com falhas devido a seu envelhecimento.

Segundo [CMGS11], os transformadores são dispositivos muito complexos, consistindo de diferentes subcomponentes, tais como, enrolamento, comutador, etc. Durante a operação, todos os subcomponentes são estressados e submetidos ao envelhecimento. Quando o envelhecimento atinge determinado nível, os subcomponentes podem falhar.

Através da aplicação de ferramentas estatísticas, é possível investigar a ocorrência de falhas em transformadores. Isso significa que, empregando modelos matemáticos podem ser estimados os tempos de vida dos transformadores.

Em [NT09], um novo modelo probabilístico, para a determinação do número ideal de transformadores reservas, para um conjunto de transformadores de subestação é desenvolvido. Neste modelo, é possível considerar a distribuição de probabilidade de vida de qualquer transformador, incluindo a contabilização das taxas de falhas crescentes no tempo devido ao desgaste e envelhecimento.

Outra metodologia que permite considerar diversos parâmetros na análise e determinação do número ótimo de transformadores reservas é a simulação Monte Carlo. Métodos baseados em SMC são geralmente bastante flexíveis. No entanto, este método possui como principal desvantagem o tempo de processamento, porque exige um grande número de simulações para obter resultados com boa precisão. Porém, com o desenvolvimento de tecnologias, os computadores estão sendo equipados com uma grande capacidade de memória e processadores mais rápidos e de baixo custo, constituindo de plataformas mais eficazes para realizar as avaliações de confiabilidade por simulação.

A utilização da técnica de SMC na avaliação da confiabilidade aumentou consideravelmente com o advento dos computadores de alta velocidade de processamento. A referência [ZCGF12] utilizou simulação Monte Carlo para realizar a avaliação da confiabilidade, devido à sua flexibilidade na modelagem de componentes.

A referência [CL08] propôs uma metodologia baseada em SMC para determinar o número ideal de transformadores de reposição, que pode ser determinado pelos índices de confiabilidades e custos de aquisição. A simulação Monte Carlo cronológica também é utilizada na metodologia proposta em [LCC10], onde são avaliados indicadores de confiabilidade e custos

de um sistema, com base no sorteio de tempos de funcionamento dos transformadores e de reposição do estoque.

De acordo com [LK00], a simulação computacional é a imitação de um sistema real, modelado em computador, onde são executados experimentos para avaliação e melhoria de seu desempenho.

Segundo [ABGKL06] uma vez desenvolvido um modelo de simulação para representar um sistema, pode-se encontrar a melhor configuração entre um conjunto de possíveis escolhas. Quando os processos são complexos e a configuração depende de algumas decisões estratégicas, a aplicação da abordagem de tentativa e erro terá um sucesso bem limitado. Para determinar a melhor solução, devem-se empregar ferramentas de otimização.

A otimização deve ocorrer de uma forma que complementa a simulação, proporcionando as possíveis variáveis de solução (*inputs*) para a simulação que, por sua vez, fornecem respostas (*outputs*) para a situação proposta [F02]. A rotina de otimização é executada até que o algoritmo chegue a uma solução satisfatória. A otimização é uma técnica que quando utilizada em conjunto com a simulação pode ampliar a gama de aplicações de um modelo de simulação.

Na referência [B05], a simulação é definida como uma ferramenta avaliadora de soluções e não uma geradora de soluções. Uma abordagem que faz com que esta condição comece a ser mudada é a utilização de técnicas de otimização na simulação computacional. A simulação responde a questões do tipo “e se”, a otimização busca os valores ótimos para as variáveis de decisão do sistema, que permitem a minimização ou maximização de uma função objetivo (ou medida de desempenho).

Muitos “pacotes” de otimização comercialmente disponíveis já utilizam a abordagem metaheurística, que de acordo com [CM07] são consideradas técnicas “sub-otimizantes”, uma vez que não garantem o ótimo, mas apresentam soluções boas ou sub-ótimas. As rotinas de otimização integradas nos programas de simulação são baseadas em técnicas metaheurísticas, principalmente os algoritmos evolucionários [F02].

Durante as últimas décadas, metodologias baseadas em metaheurística têm sido largamente aplicadas aos sistemas de potência. Em particular, os algoritmos evolucionários utilizam técnicas de otimização por população que, passo a passo, realizam um processo de geração, avaliação e seleção dos melhores indivíduos que representam a solução para o problema propos-

to. Estes modelos são mais atrativos, pois podem obter soluções factíveis de boa qualidade a um custo computacional aceitável. Ao mesmo tempo, tais técnicas de otimização podem utilizar estratégias (i.e., heurísticas) que procuram evitar o aprisionamento em vales da função objetivo e, conseqüentemente, reduzir o risco de obtenção de ótimos locais.

1.3 ESTRUTURA DA TESE

Esta Tese de Doutorado é composta por seis capítulos, os quais são descritos de forma resumida conforme se mostra a seguir.

Este capítulo enfatizou o objetivo do trabalho e apresentou suas etapas de desenvolvimento. Também foi feita uma revisão da literatura, abordando as principais metodologias probabilísticas empregadas na análise e avaliação de confiabilidade do sistema elétrico de potência. Foram destacados alguns trabalhos que utilizam modelos de Poisson, Markov e simulação Monte Carlo para dimensionamento de reservas técnicas, considerando índices de confiabilidade e custos.

O Capítulo 2 apresenta os modelos probabilísticos para dimensionamento de estoque. Os modelos discutidos são: Poisson, Markov, SMC Cronológica e o modelo de Envelhecimento. Exemplos de aplicações para determinação da reserva técnica são ilustrados para cada modelo.

No Capítulo 3 é descrito o algoritmo de simulação Monte Carlo cronológica para avaliação de confiabilidade e dimensionamento de estoque de transformadores de subestações. É apresentada a modelagem do custo de investimento e custo de operação e são definidos e descritos os índices de confiabilidade a serem calculados. O modelo é testado em um sistema de transformadores de 138-13,8 kV – 25 MVA de uma distribuidora brasileira, em que, são avaliados os índices de confiabilidade e os custos de investimento e operação para um período de planejamento de dez anos.

Técnicas de otimização baseadas em metaheurísticas, em particular as ES (*Evolution Strategies*) e DE (*Differential Evolution*), são apresentadas no Capítulo 4. Uma breve revisão da literatura das principais metaheurísticas também é discutida neste capítulo. A metodologia proposta é aplicada no sistema de transformadores de 138-13,8 kV – 25 MVA da distribuidora em questão para o planejamento de dimensionamento de estoque, em um período de dez

anos. Os resultados obtidos pelo algoritmo de otimização são avaliados para verificar a qualidade do conjunto solução.

No Capítulo 5 é realizada uma análise de sensibilidade do custo total na composição da reserva técnica em relação a alguns parâmetros de entrada do modelo, tais como: tamanho da população, amplitude de mutação, custo da energia e de interrupção, preço do transformador, taxa de desconto, quantidade de transformadores no campo e tempo de aquisição das unidades.

Finalmente, no Capítulo 6, são apresentadas as conclusões, as principais contribuições e propostas de trabalhos futuros para continuação desta Tese de Doutorado.

CAPÍTULO 2

MODELOS PROBABILÍSTICOS PARA DIMENSIONAMENTO DE ESTOQUE

2.1 INTRODUÇÃO

COMO apresentado no capítulo anterior, métodos probabilísticos têm sido utilizados para avaliar a confiabilidade de um sistema de transformadores, bem como para determinar o número de unidades no estoque.

Este capítulo fará uma breve descrição dos modelos probabilísticos, explorando os principais conceitos envolvidos e sua formulação matemática. São apresentados os modelos de Poisson, Markov, SMC Cronológica e o modelo de Envelhecimento.

A distribuição de Poisson permite avaliar a confiabilidade de um sistema de transformadores com um estoque para um período de tempo especificado, com base na suposição de que o período de vida das unidades é exponencialmente distribuído. A metodologia probabilística fundamentada na teoria de processos estocásticos também pode ser utilizada para o dimensionamento ótimo de estoques de transformadores em subestações de distribuição de energia elétrica. Este método consiste na montagem e análise do espaço de estados de um sistema de transformadores com um estoque especificado e permite calcular diversos índices de confiabilidade, estimar custos de investimento e operação, e identificar entre várias alternativas testadas a que apresenta o menor custo total.

A confiabilidade de um sistema composto de transformadores de campo com unidades reservas também pode ser avaliada pela simulação Monte Carlo (SMC) cronológica, em que os índices de desempenho são calculados com base na análise de um grande número de anos de operação. Este processo baseia-se na estatística de distribuições associadas aos tempos de operação e de reparo ou substituição de cada transformador do sistema.

O dimensionamento adequado da reserva técnica de um sistema de transformadores de subestações de distribuição deve levar em conta o envelhecimento dos seus componentes, refletindo

da forma mais fiel possível, as condições de operação e o histórico de impactos sofridos pelos equipamentos ao longo de sua vida operativa.

2.2 MODELO DE POISSON

Equipamentos de sistemas elétricos como geradores, linhas de transmissão e disjuntores apresentam uma taxa de falha que varia ao longo de sua vida operativa. No entanto, na região de vida útil a taxa de falha pode ser considerada constante, o que implica em tempos de funcionamento exponencialmente distribuídos [BA83].

2.2.1 Distribuição de Poisson

A distribuição de Poisson permite calcular a probabilidade de um evento ocorrer um determinado número de vezes em um intervalo de tempo definido, quando a taxa de ocorrência em um tempo contínuo é constante [R72], [F76], [HL05] e [S79]. Em sistemas elétricos, a taxa de ocorrência é normalmente denominada de taxa de falha, λ . Se $\lambda(t) = \lambda$, uma constante, então, na ausência de falha, tem-se:

$$R_x(t) = e^{-\lambda t}. \quad (2.1)$$

Este é o primeiro termo da distribuição de probabilidade de Poisson sendo muito utilizado para calcular a confiabilidade de um sistema elétrico [CK05], [W89], [A04] e [YD04]. A confiabilidade de um sistema em um instante t futuro corresponde à probabilidade dele funcionar ininterruptamente até t .

A probabilidade de um equipamento com taxa de falha λ falhar x vezes em um intervalo de tempo $(0, t)$ é dada pela distribuição de Poisson [BA83]:

$$P_x(t) = \frac{e^{-\lambda t} (\lambda t)^x}{x!}. \quad (2.2)$$

Para calcular a confiabilidade, as probabilidades dos eventos em que o sistema funciona devem ser somadas. Considere, por exemplo, um sistema formado por um transformador principal e um reserva. Neste caso, tem-se:

$$R(t) = P_0(t) + P_1(t). \quad (2.3)$$

em que $R(t)$ é a confiabilidade do sistema para o instante t e $P_0(t)$ e $P_1(t)$ representam, respectivamente, a probabilidade de ocorrer 0 e 1 falha no período de tempo t .

2.2.2 Sistemas com Equipamentos Reservas

Os componentes de sistemas elétricos estão sujeitos a falhas, sendo assim, é imprescindível que os sistemas sejam projetados para que as falhas de equipamentos exerçam o menor impacto possível sobre o seu funcionamento. Em um sistema de distribuição de energia elétrica, por exemplo, o planejamento adequado prevê a utilização de transformadores reservas em subestações, visto que a falha de um transformador pode acarretar a interrupção de um grande número de consumidores.

De acordo com [BA83], os sistemas redundantes podem ser de dois tipos: paralelo ou *standby*. Nos sistemas do tipo paralelo os componentes operam simultaneamente. Sistemas do tipo *standby* são aqueles em que um ou mais componentes reservas estão prontos para serem conectados ao sistema imediatamente após a falha do componente principal. Em sistemas que possuem estoques, a caracterização *standby* é possível desde que a substituição do componente principal (que sofreu a avaria) por um reserva, seja feita em um tempo relativamente pequeno quando comparado ao seu tempo médio de funcionamento.

A confiabilidade do sistema para o instante t com N componentes principais e n reservas pode ser calculada por:

$$R_x(t) = e^{-N\lambda t} \left[1 + N\lambda t + \frac{(N\lambda t)^2}{2!} + \frac{(N\lambda t)^3}{3!} + \dots + \frac{(N\lambda t)^n}{n!} \right]. \quad (2.4)$$

em que $N\lambda$ é a taxa de falha equivalente do sistema. Reescrevendo a Eq. (2.4), tem-se:

$$R(t) = e^{-N\lambda t} \sum_{k=0}^n \frac{(N\lambda t)^k}{k!}. \quad (2.5)$$

em que n é o número de componentes de reserva.

Exemplo 1:

Seja uma subestação contendo cinco transformadores em operação e dois transformadores reservas. Admita que a taxa de falha seja de 0,2 f/ano e o tempo médio para que um transfor-

mador que falhou seja reparado (ou substituído por um novo) e volte a compor o estoque seja de um ano. Assim, para $N = 5$, $n = 2$, $\lambda = 0,2$ e $t = 1$, tem-se uma confiabilidade $R(t) = 0,9197$. O risco de falha do sistema no período de um ano é de aproximadamente 8%, ($1 - 0,9197 = 0,0803$).

Variando o número de reservas n , obtêm-se os resultados da Tabela 2.1. Note que quanto maior n , maior $R(t)$, mas menor é o acréscimo na confiabilidade, até um ponto em que a adição de um transformador ao estoque, não afeta significativamente a confiabilidade do sistema.

Apesar de importante, o cálculo da confiabilidade de um sistema, não é suficiente para determinar o número ótimo de equipamentos a serem disponibilizados no estoque de um grupo de subestações. O dimensionamento deve considerar o custo de investimento na aquisição do estoque, reposição de equipamentos avariados e custos provenientes da interrupção do fornecimento dos consumidores. Neste caso, indicadores de frequência e duração, e valores esperados de potência e energia não suprida podem ser úteis na estimativa dos custos de operação do sistema.

TABELA 2.1 – EFEITO DO NÚMERO DE RESERVAS

N	R(t)	Acréscimo na Confiabilidade
0	0,367879	-
1	0,735759	0,367880
2	0,919699	0,183940
3	0,981012	0,061313
4	0,996340	0,015328
5	0,999406	0,003066
6	0,999917	0,000511
7	0,999990	0,000073
8	0,999999	0,000009

2.3 MODELO DE MARKOV

Um modelo de Markov é um sistema de transições de estados, onde a probabilidade do sistema estar em um certo estado futuro depende apenas do estado corrente do sistema. As cadeias de Markov são processos estocásticos e modelam evoluções aleatórias no tempo, onde o esta-

do atual e as probabilidades de transição definem o comportamento futuro do sistema [BA83], [R72], [F76], [HL05] e [R68].

2.3.1 Montagem do Espaço de Estados

A representação por espaço de estados permite o cálculo das probabilidades instantâneas de funcionamento e falha dos transformadores [CL08]. As probabilidades de sucesso e fracasso do sistema podem ser obtidas a partir das probabilidades do estado. Sendo que, as probabilidades de estado são dependentes de uma série de fatores, tais como: tamanho do sistema, taxa de falha, tempo de reparo, número de equipamentos de reparo, número de unidades de reposição e tempo de instalação das unidades de reposição [H12].

O modelo da Fig. 2.1 é usado para representar um transformador em dois possíveis estados: (1) em funcionamento e (2) avariado. Neste modelo, λ representa a taxa de falha e corresponde à taxa de um transformador danificado. Como o objetivo da metodologia é dimensionar o estoque de transformadores utilizados apenas no caso de falhas não reparáveis no campo ou catastróficas, somente este tipo de falha será refletido na taxa λ . Analogamente, μ representa a taxa de reparo de um transformador avariado, por exemplo, o inverso do tempo médio necessário para a aquisição de um transformador novo para recompor o estoque. Neste caso, admite-se que os tempos de reposição de um transformador são distribuídos exponencialmente.

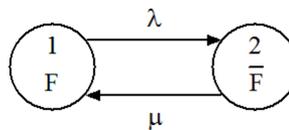


Fig. 2.1 – Modelo do transformador.

O modelo da Fig. 2.1 pode ser utilizado para representar um sistema formado por um único transformador que não possui equipamentos reservas. Para representar um sistema com diversos transformadores no campo e um número qualquer de reservas, deve-se montar o espaço de estados do sistema, obtido a partir dos espaços de estados de seus componentes individuais. A Fig. 2.2 apresenta o espaço de estados completo para um sistema composto por dois transformadores principais no campo e um reserva no estoque. Note que em cada estado encontram-se informações relativas ao estado dos transformadores no campo e no estoque.

Cada círculo na Fig. 2.2 representa um estado possível do grupo e as setas entre os círculos representam as taxas de transição entre os vários estados. Os estados podem ser classificados como sucesso ou falha, de acordo com um critério de falha definido para o sistema. Se admitir como critério de falha que a perda de qualquer transformador no grupo irá constituir um fracasso, então somente a *camada* A será o estado de sucesso e os estados restantes serão estados de falha. Se há redundância no sistema, como uma peça no estoque, então a perda de uma unidade não resultará na perda de carga. Nestas circunstâncias, a probabilidade de sucesso do grupo (ou falha) pode ser modificada, de modo a refletir a presença de redundância dos transformadores. Neste caso, admite-se que na falha de qualquer transformador no campo, o reserva entra em operação imediatamente.

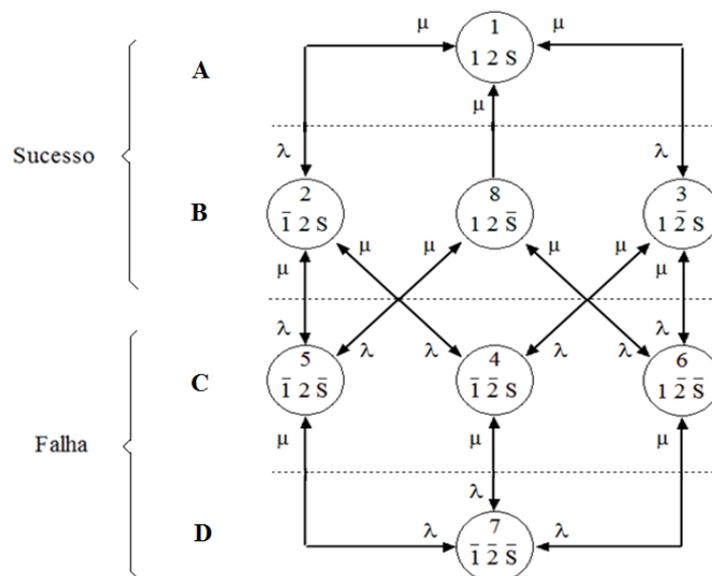


Fig. 2.2 – Espaço de estados.

Para o exemplo ilustrado na Fig. 2.2, o sistema funciona se existirem dois ou três transformadores disponíveis. Observa-se que na *camada* A (Estado 1), os três transformadores estão disponíveis (transformadores 1 e 2 em operação e o transformador S no estoque). Na *camada* B (Estados 2, 8 e 3) o sistema apresenta dois transformadores em operação e 1 avariado. Já na *camada* C (Estados 5, 4 e 6), tem-se apenas um transformador disponível e, finalmente, na *camada* D (Estado 7), os três transformadores estão avariados. Assim, são considerados estados de sucesso, os estados pertencentes às *camadas* A e B. O sistema falha quando houver um ou nenhum transformador disponível (estados das *camadas* C e D).

A representação dos estados de um sistema de dois transformadores principais e um reserva é relativamente simples, como ilustrado na Fig. 2.2. Porém, com o aumento do número de transformadores no campo e no estoque, a representação anterior torna-se mais complexa, devido ao crescimento exagerado do número de estados, em função da natureza combinatória do problema.

Para viabilizar a análise, é possível elaborar um diagrama simplificado, em que estados com condições operativas equivalentes são agregados em um único estado. Por exemplo, os estados 2, 8 e 3 da Fig. 2.2 possuem dois transformadores em operação e um avariado, podendo ser representados pelo Estado B, como mostra a Fig. 2.3. Em consequência da redução do número de estados, as taxas de transição devem ser calculadas para que o modelo simplificado seja matematicamente equivalente ao original [BA83].

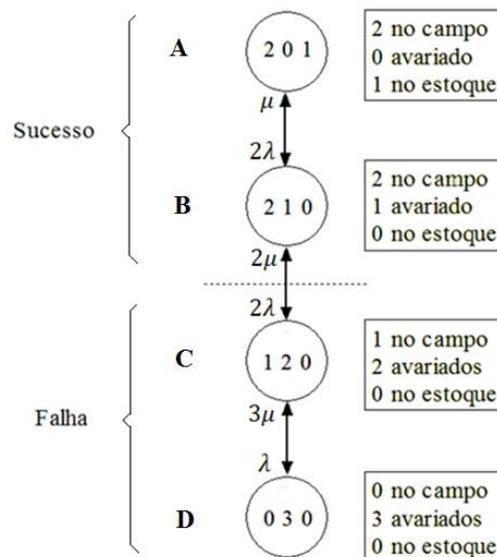


Fig. 2.3 – Espaço de estados simplificado.

2.3.2 Cálculo das Probabilidades

As probabilidades dos estados, em cada instante t , podem ser calculadas mediante a solução do sistema de equações diferenciais [LCC10],

$$\dot{P}(t) = P(t) \times A. \tag{2.6}$$

Em que $P(t)$ é o vetor $1 \times n_e$ ($n_e = N+n+1$, com N transformadores em operação e n reservas) das probabilidades instantâneas dos estados e A a matriz $n_e \times n_e$ das taxas de transição, construída da seguinte forma:

$$\begin{aligned} A_{ij} &= \lambda_{ij}. \\ A_{ii} &= - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n_e} \lambda_{ij}. \end{aligned} \quad (2.7)$$

Neste caso, λ_{ij} é a taxa de transição entre o estado i e o estado j . As probabilidades transitórias podem ser calculadas numericamente em tempo discreto (com Δt suficientemente pequeno), a partir de um instante inicial ($t = 0$) onde as probabilidades são conhecidas, usando o seguinte processo iterativo:

$$P(t + \Delta t) = P(t) \times P. \quad (2.8)$$

Admite-se como condição inicial o Estado 1, em que há N transformadores em operação no campo e n transformadores reservas no estoque:

$$P(0) = [1 \ 0 \ 0 \ \dots \ 0]. \quad (2.9)$$

Neste caso, a matriz de probabilidades de transição é calculada em função da matriz de taxas por:

$$P = \Delta t \times A + I. \quad (2.10)$$

em que I é a matriz identidade da mesma dimensão de A . A fim de calcular as probabilidades transitórias, utiliza-se (2.8) de forma recursiva, através de passos de tempo Δt até que o instante t desejado é atingido. A disponibilidade do sistema em t , $A(t)$, corresponde à soma das probabilidades dos estados de sucesso.

$$A(t) = \sum_{k=1}^{f+1} P_k(t). \quad (2.11)$$

2.3.3 Probabilidades Estacionárias

Na região estacionária, as probabilidades ficam constantes, de modo que em (2.6), os elementos do vetor de derivadas tornam-se nulos, resultando em um sistema linear de equações algébricas:

$$0 = PS \times A. \quad (2.12)$$

No entanto, como a matriz de taxas é singular por construção, o sistema obtido é indeterminado. A fim de determinar o vetor de probabilidade estacionária, PS , é necessário substituir uma equação qualquer por:

$$PS_1 + PS_2 + PS_3 + \dots + PS_{n_e} = 1. \quad (2.13)$$

Uma vez que este sistema tenha sido resolvido, pode-se calcular a disponibilidade do sistema por:

$$A = \sum_{i=1}^{n+1} PS_i. \quad (2.14)$$

Neste caso, a confiabilidade corresponde à probabilidade do sistema ser encontrado em operação em qualquer instante de tempo futuro, assumindo que as condições estáveis sejam asseguradas. A indisponibilidade é dada por:

$$\bar{A} = 1 - A. \quad (2.15)$$

Porém, a indisponibilidade é mais bem interpretada quando dada em horas por ano:

$$U = \bar{A} \times 8760. \quad (2.16)$$

As probabilidades estacionárias também podem ser determinadas sem necessidade de qualquer cálculo da matriz com base num processo de nascimento e morte, que é um tipo especial de cadeia de Markov de tempo contínuo e bem conhecido na teoria das filas [HL05], [P65], [CM07], [B85], [GH74], [L66], [B05] e [P06]. Esta formulação é baseada no fato de que, em sistemas *ergódicos*, as frequências de entrada e saída de qualquer estado simples ou acumulado devem ser idênticas. Considerando a Fig. 2.3, tem-se, por exemplo:

$$PS_1 \times N\lambda = PS_2 \times \mu. \quad (2.17)$$

E a probabilidade do Estado 2 pode ser expressa em função da probabilidade do Estado 1:

$$PS_2 = \frac{N\lambda}{\mu} \times PS_1 = N\lambda\tau \times PS_1. \quad (2.18)$$

em que τ é o tempo médio necessário para adquirir um novo transformador para repor o estoque:

$$\tau = \frac{1}{\mu}. \quad (2.19)$$

Genericamente, a probabilidade estacionária de cada estado de sucesso, para k variando de 1 a n , é dada por:

$$PS_{1+k} = \frac{(N\lambda\tau)^k}{k!} \times PS_1. \quad (2.20)$$

E pode ser mostrado [LCC10], que a probabilidade estacionaria de cada estado de falha, para j variando de 1 a N , é dada por:

$$PS_{n+1+j} = \frac{N! (\lambda\tau)^j (N\lambda\tau)^n}{(N-j)! (n+j)!} \times PS_1. \quad (2.21)$$

Note que a soma de todas as probabilidades deve ser igual a 1.

$$PS_1 + \sum_{k=1}^n PS_{1+k} + \sum_{k=1}^N PS_{n+1+k} = 1. \quad (2.22)$$

A probabilidade do Estado 1 deve ser determinada pela combinação de 2.20 e 2.22, resultando [LCC10]:

$$PS_1 = \left[1 + \sum_{k=1}^n \frac{(N\lambda\tau)^k}{k!} + N! (N\lambda\tau)^n + \sum_{j=1}^N \frac{(\lambda\tau)^j}{(N-j)! (n+j)!} \right]^{-1}. \quad (2.23)$$

Após calcular a probabilidade do Estado 1, as probabilidades estacionárias de todos os outros estados devem ser determinadas através de 2.20 e 2.21.

2.3.4 Indicadores de Frequência e Duração

Além da confiabilidade, indisponibilidade e o risco de falha, a representação de espaço de estados permite calcular as frequências em que os estados são encontrados e os tempos de residência médios (duração) em cada um deles. A frequência média de falha [BA83], de um sistema, como o mostrado na Fig. 2.2 é dada por (2.24) e corresponde ao número médio de falhas em um sistema por unidade de tempo, por exemplo, por ano.

$$F_{falha} = PS_{n+1} \times N\lambda = PS_{n+2} \times (n+1)\mu. \quad (2.24)$$

Note que uma falha do sistema ocorre quando todos os transformadores estão em operação no campo e um deles é danificado, não podendo ser substituído devido ao fato de não haver reservas no estoque. Neste caso, o sistema opera com um transformador a menos no campo e pode restabelecer a condição normal (por exemplo, com todos os transformadores operando) caso um novo transformador seja adquirido e instalado antes que outro seja danificado neste período. A duração de cada falha depende do tempo necessário para adquirir um novo transformador e da possibilidade de ocorrerem danos durante este período. Matematicamente, a duração média das falhas do sistema é expressa por:

$$D_{falha} = \frac{P_{falha}}{F_{falha}} = \frac{\bar{A}}{F_{falha}}. \quad (2.25)$$

E o tempo médio entre as falhas (MTBF)

$$MTBF = \frac{1}{F_{falha}}. \quad (2.26)$$

Exemplo 2

Para ilustrar o cálculo dos indicadores, reconsidere o exemplo de cinco transformadores no campo e dois reservas, onde $N = 5$, $n = 2$, $\lambda = 0,2$ falhas/ano. Admitindo $\mu = 1$ reposição/ano tem-se o espaço de estados simplificado, apresentado na Fig. 2.4, onde o número de estados é $n_e = 5+2+1 = 8$.

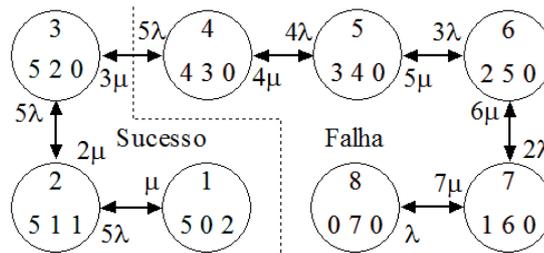


Fig. 2.4 – Espaço de Estados.

Neste exemplo, Δt foi escolhido de forma que o produto entre a maior taxa de transição do espaço de possibilidades e Δt resultasse em uma probabilidade de transição de aproximadamente 0,0005.

$$\Delta t = \frac{0,0005}{7\mu} = \frac{0,0005}{7} \cong 7,14 \times 10^{-5} \text{ anos} = 37,53 \text{ minutos.} \quad (2.27)$$

a) *Cálculo das probabilidades:*

Para calcular as probabilidades dos estados ao fim de $t = 1$ ano (período de tempo necessário para a aquisição de um transformador novo), utiliza-se (2.8) recursivamente de $t = 0$ a $t = 1$, com passo Δt , onde a condição inicial do sistema é representada no vetor:

$$P(0) = [1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0]. \quad (2.28)$$

Tem-se:

$$\begin{aligned} P_1(1) &= 0,531471 & P_5(1) &= 0,002959 \\ P_2(1) &= 0,336054 & P_6(1) &= 0,000231 \\ P_3(1) &= 0,106449 & P_7(1) &= 0,000010 \\ P_4(1) &= 0,022826 & P_8(1) &= 1,8 \times 10^{-7} \end{aligned} \quad (2.29)$$

A probabilidade do sistema estar funcionando ao fim de $t = 1$ ano, tendo iniciado no Estado 1 é:

$$R(1) = P_1(1) + P_2(1) + P_3(1) = 0,973974. \quad (2.30)$$

Caso fosse utilizada a formulação baseada na distribuição de Poisson, a confiabilidade seria:

$$R(1) = e^{-5 \times 0,2 \times 1} \times \sum_{k=0}^2 \frac{(5 \times 0,2 \times 1)^k}{k!} = 0,919699. \quad (2.31)$$

A diferença entre (2.30) e (2.31) deve-se ao fato de que, ao contrário do modelo Markov, o modelo Poisson não admite a possibilidade de reposição do estoque durante o período de análise. Para comprovar, considere $\mu = 0$, impedindo que o estoque possa ser repostado. Refazendo os cálculos, tem-se:

$$\begin{array}{ll} P_1(1) = 0,367787 & P_5(1) = 0,013836 \\ P_2(1) = 0,367971 & P_6(1) = 0,001799 \\ P_3(1) = 0,183986 & P_7(1) = 0,000130 \\ P_4(1) = 0,064486 & P_8(1) = 0,000004 \end{array} \quad (2.32)$$

Logo,

$$R(1) = P_1(1) + P_2(1) + P_3(1) = 0,919699. \quad (2.33)$$

Conclui-se, portanto, que a formulação baseada na distribuição de Poisson é um caso particular do modelo Markov, quando se faz $\mu = 0$.

b) Cálculo das Probabilidades estacionárias

Ao resolver o sistema resultante por (2.12) e (2.13), tem-se:

$$\begin{array}{ll} PS_1 = 0,369785 & PS_5 = 0,012326 \\ PS_2 = 0,369785 & PS_6 = 0,001479 \\ PS_3 = 0,184892 & PS_7 = 0,000099 \\ PS_4 = 0,061631 & PS_8 = 0,000003 \end{array} \quad (2.34)$$

c) Cálculo dos Indicadores de Confiabilidade

A probabilidade de funcionamento é dada por:

$$R = P_{sucesso} = PS_1 + PS_2 + PS_3 = 0,924463. \quad (2.35)$$

O risco de falha pode ser calculado como:

$$P_{falha} = 1 - R = 0,075537. \quad (2.36)$$

Contudo, a indisponibilidade é capaz de fornecer um valor numérico de mais fácil interpretação:

$$U = P_{falha} \times 365 = 27,6 \text{ dias/ano}. \quad (2.37)$$

Para o cálculo da frequência de falha, vem:

$$F_{falha} = PS_3 \times 5\lambda = 0,184892 \text{ falhas/ano}. \quad (2.38)$$

A duração média da falha do sistema é dada por:

$$D_{falha} = \frac{P_{falha}}{F_{falha}} = 0,4085 \text{ anos} = 149,12 \text{ dias}. \quad (2.39)$$

O tempo médio para a falha (MTTF) e o tempo médio entre falhas (MTBF) são:

$$MTTF = \frac{R}{F_{falha}} = 5 \text{ anos}. \quad (2.40)$$

$$MTBF = \frac{1}{F_{falha}} = 5,4085 \text{ anos}. \quad (2.41)$$

2.3.5 Aspectos Econômicos

O dimensionamento ótimo do estoque é o que minimiza a soma entre custos de investimento e operação do sistema, que inclui custos de não faturamento, interrupção de energia, penalidades previstas em lei [ANEEL00], perdas técnicas, reposição de equipamentos avariados e quaisquer outras parcelas que se deseje representar. Neste trabalho são considerados apenas os custos de interrupção, não faturamento e investimento. Neste caso, o custo anual de operação pode ser estimado a partir do cálculo da energia média não suprida (EENS):

$$Custo_{op} = (C_E + C_I) \times EENS. \quad (2.42)$$

em que C_E é o preço da energia em \$/MWh, C_I é o valor médio utilizado como estimativa do custo unitário de interrupção de cada consumidor em \$/MWh e $EENS = EPNS \times 8760$.

A EPNS corresponde à média ponderada da potência não suprida em cada estado, onde os pesos são as respectivas probabilidades estacionárias, dada por:

$$EPNS = \sum_{i=1}^{n_e} PNS_i \times PS_i. \quad (2.43)$$

Quando o sistema ocupa o estado i , a potência não suprida aos consumidores pode ser estimada por:

$$PNS_i = NA_i \times S_N \times FP \times FC. \quad (2.44)$$

em que NA_i é o déficit de transformadores no campo no estado i ; S_N é a potência nominal dos transformadores em MVA; FP é o fator de potência da carga e FC é o fator de carregamento médio dos transformadores.

O custo anual de investimento no estoque pode ser calculado por:

$$Custo_{inv} = n \times C_T \times FVA. \quad (2.45)$$

em que n é o número de transformadores reservas; C_T é custo de aquisição de um transformador novo em \$ (unidade monetária), e FVA é o fator para conversão de valor presente em valor anual, utilizando uma taxa anual j e um período de n_p anos.

$$FVA = \frac{(1 + j)^{n_p} - 1}{j \times (1 + j)^{n_p}}. \quad (2.46)$$

De um modo geral, pode-se esperar que quanto maior o número de transformadores reservas, maior será o custo de investimento e mais confiável será o sistema, resultando em menores custos de interrupção e não faturamento. Portanto, o número ótimo de transformadores no estoque pode ser obtido pela análise dos custos do sistema em diversas alternativas de composição do estoque, podendo optar pela alternativa que apresentar a menor soma entre os custos de investimento e operação, desde que os indicadores de confiabilidade resultantes estejam dentro de limites aceitáveis.

Exemplo 3

Para exemplificar o cálculo da *EPNS*, seja o sistema de cinco transformadores e dois reservas, utilizado no exemplo 2. Admitindo $S_N = 16$ MVA, $FP = 0,85$ e $FC = 0,7$ obtêm-se os resultados da Tabela 2.2.

Considerando C_E e C_I iguais a 600 e 1500 R\$/MWh, respectivamente, tem-se por (2.42), que o custo de operação do sistema é de R\$ 15.959.432,00 por ano.

TABELA 2.2 – EXEMPLIFICAÇÃO DO CÁLCULO DA EPNS

Estado i	Probabilidade	NA_i	PNS_i (MW)
1 (sucesso)	0,369785	0	0,00
2 (sucesso)	0,369785	0	0,00
3 (sucesso)	0,184892	0	0,00
4 (falha)	0,061631	1	9,52
5 (falha)	0,012326	2	19,04
6 (falha)	0,001479	3	28,56
7 (falha)	0,000099	4	38,08
8 (falha)	0,000003	5	47,60
<i>EPNS</i> (MW)		0,8675	

2.3.6 Aplicação em um Sistema Real

O modelo foi aplicado no conjunto de 176 transformadores de 138–13,8 kV com potência de 25 MVA instalados em subestações de distribuição. A Tabela 2.3 apresenta os parâmetros elétricos e econômicos utilizados no programa computacional.

TABELA 2.3 – DADOS DO SISTEMA

Parâmetro	Símbolo	Valor	Unidade
Número de transformadores no campo	N	176	-
Potência do transformador	S	25	MVA
Fator de carregamento médio	FC	0,5080	-
Taxa de falha do transformador	λ	0,0135	Falhas/ano
Taxa de aquisição (reposição do estoque)	μ	1	Reposições/ano
Vida útil do transformador	VU	40	Anos
Preço de venda da energia	C_E	204,60	R\$/MWh
Custo de interrupção	C_I	1500,00	R\$/MWh
Preço de um transformador novo	CT	$1,70 \times 10^6$	R\$
Taxa anual de desconto da empresa	j	12%	-

A Tabela 2.4 e a Tabela 2.5 apresentam, respectivamente, os resultados de confiabilidade e custos obtidos pelo modelo de Markov.

TABELA 2.4 – RESULTADOS DE CONFIABILIDADE

Reservas	Indisponibilidade (horas/ano)	Frequência (falhas/ano)	Duração (dias)	EENS (MWh/ano)
1	5990,94	0,5286	472,2	161309,01
2	3698,05	0,6252	246,5	86045,85
3	1886,35	0,4942	159,1	39491,55
4	810,51	0,2933	115,1	15700,28
5	299,01	0,1393	89,4	5462,86
6	96,32	0,0552	72,7	1682,00
7	27,48	0,0187	61,2	463,08
8	7,03	0,0056	52,7	115,08
9	1,63	0,0015	46,2	26,03
10	0,34	0,0003	41,1	5,40

TABELA 2.5 – RESULTADOS DE CUSTOS EM R\$/ANO

Reservas	Investimento	Interrupção e Não Faturamento	Soma
1	206.216,16	274.967.332,86	275.173.549,03
2	412.432,33	146.673.755,18	147.086.187,51
3	618.648,49	67.317.303,86	67.935.952,35
4	824.864,65	26.762.693,42	27.587.558,08
5	1.031.080,82	9.311.983,77	10.343.064,59
6	1.237.296,98	2.867.137,15	4.104.434,13
7	1.443.513,14	789.371,13	2.232.884,27
8	1.649.729,31	196.165,76	1.845.895,07
9	1.855.945,47	44.368,47	1.900.313,94
10	2.062.161,63	9.199,97	2.071.361,60

Com 8 transformadores no estoque, o sistema apresenta o menor custo entre as 10 possibilidades analisadas.

2.4 MODELO CRONOLÓGICO

A confiabilidade de um sistema composto de transformadores de campo com unidades reservas também pode ser avaliada pela simulação Monte Carlo cronológica [CL08], [A90], onde os índices de desempenho são calculados com base na análise de um grande número de anos de operação. Este processo baseia-se na estatística de distribuições associadas aos tempos de operação (estado de sucesso) e de reparação ou substituição (estado de falha) de cada transformador do sistema. O estado de sucesso indica que o componente está operando, enquanto que, o estado de falha indica que o componente está inoperante por ocorrência de uma falha.

O algoritmo desenvolvido neste trabalho permite a avaliação da confiabilidade do sistema composto de N transformadores no campo e n reservas. A Fig. 2.5 ilustra o processo de simulação Monte Carlo cronológica em um sistema formado por três transformadores iguais, designados por 1, 2 e 3. Cada transformador pode ser encontrado em um dos três estados: em operação (*up*), em processo de substituição, por um novo transformador (*down*) e em estoque (*spare*).

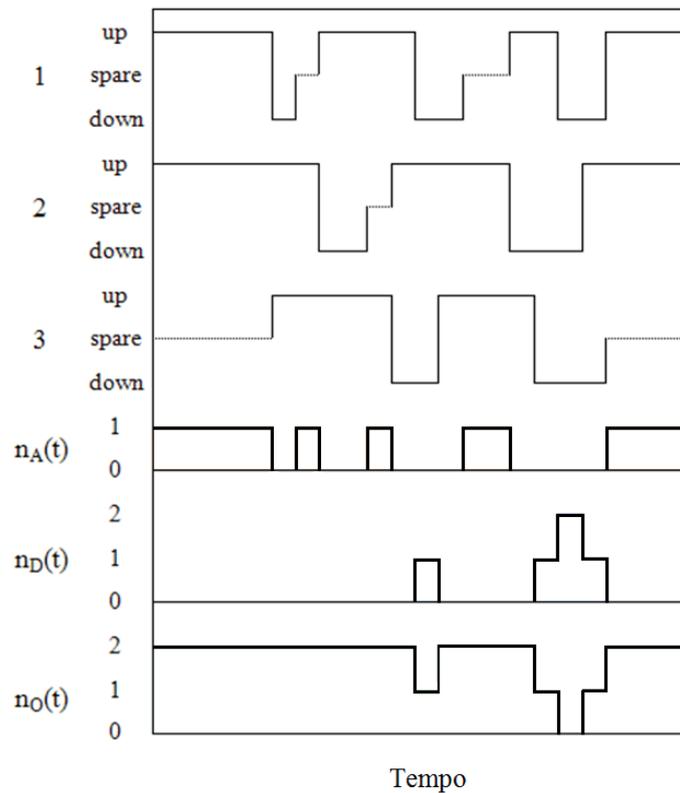


Fig. 2.5 – Exemplo de histórico gerado pela simulação Monte Carlo cronológica.

O exemplo ilustrado na Fig. 2.5 indica que no início têm-se os transformadores 1 e 2 em operação no campo e o transformador 3 disponível no estoque. No instante em que um dos transformadores no campo falha, o transformador 3 entra em operação. Esta simplificação se justifica pelo fato do tempo de instalação de um transformador reserva ser muito menor que o tempo de uma falha do sistema (quando falha um transformador no campo e não há transformador no estoque para fazer a sua substituição). O equipamento avariado é reparado ou substituído por um novo e voltará a compor o estoque. Se neste período ocorrer outra avaria, o sistema apresentará uma falha, até que um novo transformador esteja pronto para entrar em operação.

Note que é possível obter em qualquer instante de tempo, o número de transformadores no estoque, em operação e o déficit de equipamentos no campo, designados por $n_A(t)$, $n_O(t)$ e $n_D(t)$, respectivamente (Fig. 2.5).

Caso seja utilizada a distribuição exponencial, os tempos de funcionamento para cada transformador são sorteados por:

$$t_f = -\frac{1}{\lambda} \times \ln(U). \quad (2.47)$$

Em que λ é a taxa de falha do equipamento e U é um número pseudo-aleatório com distribuição uniforme entre 0 e 1. Uma expressão análoga pode ser obtida para os tempos de aquisição, bastando substituir λ pela taxa de reposição μ ,

$$t_r = -\frac{1}{\mu} \times \ln(U). \quad (2.48)$$

As equações (2.47) e (2.48) são aplicáveis se os tempos envolvidos apresentarem distribuição exponencial. Esta hipótese é válida para tempos de funcionamento de equipamentos na região de vida útil [BA83] e frequentemente admitida para tempos de reposição, quando se utilizam processos Markovianos. Entretanto, o modelo proposto neste trabalho permite considerar qualquer distribuição de probabilidade, por exemplo, tempos de funcionamento exponenciais e tempos de reposição com distribuição normal.

Cada índice pode ser estimado usando a função teste $G(t)$, de modo que:

$$\tilde{E}[G] = \frac{1}{N_Y} \sum_{k=1}^{N_Y} G(y_k) \quad (2.49)$$

onde N_Y é o número de anos simulados e y_k é a sequência de estados do sistema no ano k . A incerteza da estimativa é dada pela variância do estimador, representada por:

$$V(\tilde{E}[G]) = \frac{V(G)}{N_y} \quad (2.50)$$

em que $V(G)$ é a variância da função teste. A convergência da SMC é testada utilizando-se um coeficiente de incerteza denominado coeficiente de variação β . O parâmetro β é definido como [RK07]:

$$\beta = \frac{\sqrt{V(\tilde{E}[G])}}{\tilde{E}[G]}. \quad (2.51)$$

2.4.1 Índices de Confiabilidade

A SMC cronológica permite estimar, entre outros, os índices de confiabilidade descritos a seguir:

Disponibilidade

A disponibilidade é a probabilidade de um sistema apresentar, em qualquer instante de tempo futuro, todos os seus N transformadores em operação no campo.

$$P = \frac{\text{Tempo total de funcionamento}}{\text{Tempo total de simulação}}. \quad (2.52)$$

Frequência média das falhas

Este indicador representa o número esperado de falhas do sistema por unidade de tempo, por exemplo, falhas por ano, sendo calculada por:

$$f = \frac{\text{Número de falhas do sistema}}{\text{Tempo total de simulação}}. \quad (2.53)$$

Neste caso, é importante destacar que a avaria de um equipamento somente representará uma falha do sistema quando não houver equipamentos no estoque para repor no campo o que falhou.

Duração média das falhas

A duração média da falha corresponde ao tempo médio durante o qual o sistema terá parte da carga interrompida, a cada vez que ocorrer uma falha. Matematicamente, tem-se:

$$D = \frac{\text{Tempo total de falha}}{\text{Número de falhas do sistema}}. \quad (2.54)$$

Tempo médio entre falhas (MTBF)

O índice MTBF (*Mean Time Between Failures*) representa o tempo médio entre duas falhas consecutivas no sistema, sendo calculado por:

$$MTBF = \frac{\text{Tempo total de simulação}}{\text{Número de falhas do sistema}} \quad (2.55)$$

Potência Média Não Suprida (EPNS)

O índice EPNS (*Expected Power Not Supplied*) representa o valor médio da potência não suprida, i.e., a potência equivalente que o sistema deixa de suprir continuamente à sua demanda em consequência de suas falhas.

$$EPNS = \frac{\text{Energia total não fornecida}}{\text{Tempo total de simulação}} \quad (2.56)$$

2.4.2 Aplicação em um Sistema Real

O sistema escolhido para a aplicação do programa computacional desenvolvido neste trabalho é o grupo de 176 transformadores de 138–13,8 kV com potência de 25 MVA. A Tabela 2.3 apresenta os parâmetros elétricos, econômicos e dados de confiabilidade utilizados nos cálculos. Nesta análise, para efeito de validação da metodologia, foram admitidos tempos exponenciais de funcionamento e reposição dos transformadores, de forma que os resultados obtidos fossem comparáveis aos fornecidos pelo modelo Markov. O coeficiente de variação beta é 1%. A Tabela 2.6 e a Tabela 2.7 apresentam, respectivamente, os resultados de confiabilidade e custos obtidos pelo modelo SMC.

TABELA 2.6 – RESULTADOS DE CONFIABILIDADE

Reservas	Indisponibilidade (horas/ano)	Frequência (falhas/ano)	Duração (dias)	EENS (MWh/ano)
1	6039,27	0,5337	471,55	162.909,50
2	3646,32	0,5232	243,8	85.554,77
3	1900,45	0,4992	158,6	39.931,36
4	820,33	0,2972	115,0	15.766,87
5	296,82	0,1393	88,8	5400,95
6	95,12	0,0547	72,4	1654,64
7	27,68	0,0188	61,3	465,23
8	6,95	0,0055	52,2	113,73
9	1,62	0,0015	46,3	25,99
10	0,34	0,0003	41,1	5,38

TABELA 2.7 – RESULTADOS DE CUSTOS EM R\$/ANO

Reservas	Investimento	Interrupção e Não Faturamento	Soma
1	206.216,16	277.695.530,99	277.901.747,16
2	412.432,33	145.836.659,56	146.249.091,89
3	618.648,49	68.049.953,10	68.668.601,59
4	824.864,65	26.876.211,25	27.701.075,90
5	1.031.080,82	9.206.454,77	10.237.535,59
6	1.237.296,98	2.820.499,92	4.057.796,90
7	1.443.513,14	793.035,55	2.236.548,69
8	1.649.729,31	193.872,44	1.843.601,74
9	1.855.945,47	44.309,02	1.900.254,49
10	2.062.161,63	9176,07	2.071.337,71

O modelo cronológico permite concluir que o número ótimo de transformadores reservas é 8, implicando um custo anual esperado de R\$ 1.843.601,74. Ao comparar os resultados obtidos na tabela 2.5 e 2.7, observa-se que este modelo reproduz os resultados do modelo Markov, quando se considera tempos de funcionamento e reposição exponenciais.

Referente aos índices de confiabilidades, verifica-se com 8 transformadores reservas no estoque, o sistema apresenta na Tabela 2.4 uma indisponibilidade de 7,03 horas/ano e uma frequência de 0,0055 falhas/ano. A duração média das falhas é de 52,7 dias e o valor médio da energia não suprida – EENS (Expected Energy not Supplied) é de 115,08 MWh/ano e na Tabela 2.6 uma indisponibilidade de 6,95 horas/ano e uma frequência de 0,0056 falhas/ano. A duração média das falhas é de 52,2 dias e o valor médio da energia não suprida – EENS (Expected Energy not Supplied) é de 113,73 MWh/ano. As diferenças observadas entre os resultados fornecidos por ambos os modelos se devem ao processo de convergência da simulação. Como já mencionado, foi utilizado um coeficiente de variação $\beta = 1\%$ para a EENS.

2.5 MODELOS DE ENVELHECIMENTO

O efeito cumulativo do envelhecimento de componentes, assim como possíveis danos causados por curtos-circuitos e outros fatores não podem ser representados adequadamente com a utilização de processos Markovianos, visto que este modelo possui como problema a falta de memória, uma vez que, os eventos futuros não dependem de fatos ocorridos no passado. Neste caso, a solução seria o desenvolvimento de uma metodologia baseada em SMC cronológica,

em que é possível, utilizar tempos de falha e de reposição não exponenciais e considerar uma taxa de falha crescente com o tempo, a fim de representar o envelhecimento dos componentes.

De acordo com a NBR 5416 [ABNT97], o papel isolante é submetido a um processo contínuo de degradação por ação da água, oxigênio e ácidos presentes no óleo isolante. Mantendo controlada a ação destes contaminantes, o envelhecimento da celulose é predominantemente térmico e cumulativo. A deterioração da isolação em função do tempo e da temperatura é fundamentada na teoria de Arrhenius, que estabelece que o logaritmo da vida da isolação, é uma função do inverso da temperatura absoluta, dada por:

$$\log vida \text{ (horas)} = A \frac{B}{T} \quad (2.57)$$

em que T é a temperatura absoluta em *Kelvin* ($\Theta_e + 273^\circ\text{C}$); Θ_e é a temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos em graus *Celsius*; A e B são constantes da curva de expectativa de vida.

Calcula-se a perda de vida (PV) ao longo de um período de tempo Δt horas, durante o qual a temperatura do ponto mais quente do enrolamento, Θ_e , permanece constante, pela equação:

$$PV = 10^{-\left(\frac{B}{273+\Theta_e}+A\right)} \times 100 \times \Delta t \quad (2.58)$$

em que A é igual a -14,133 para transformadores de 55°C e -13,391 para transformadores de 65°C ; B é igual a 6972,15.

O resultado obtido representa a taxa de envelhecimento global a que é submetida à isolação sólida, no intervalo de tempo Δt . O valor de Θ_e depende das condições de carregamento do transformador e da temperatura ambiente, portanto, seu valor varia ao longo do tempo conforme ilustrado na Fig. 2.6.

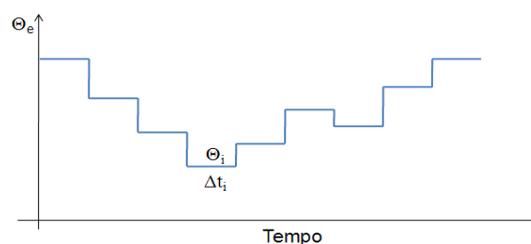


Fig. 2.6 – Variação de Θ_e no tempo.

2.5.1 Modelo de Arrhenius

Aplicando a teoria de Arrhenius é possível calcular o tempo de vida útil restante do transformador considerando fatores como idade, perfil de carregamento e temperatura ambiente. Como exemplo, seja um transformador novo de 138-13,8 kV com potência de 25 MVA, submetido à curva horária de temperatura ilustrada na Fig. 2.7, obtém-se uma perda de vida percentual de aproximadamente 0,31% no primeiro ano de uso (Fig. 2.8) [LCFS10-13].

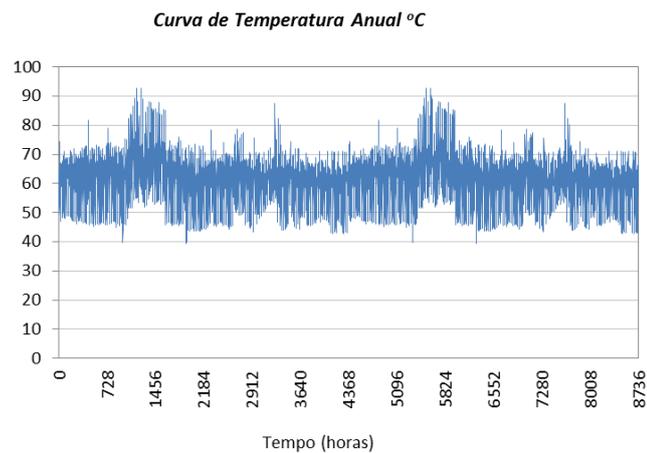


Fig. 2.7 – Curva horária de temperatura.



Fig. 2.8 – Perda de vida percentual no primeiro ano de funcionamento.

A Fig. 2.9 ilustra o comportamento da perda de vida percentual do transformador ao longo de sua vida operativa, admitindo que a condição térmica ilustrada na Fig. 2.7 se repita durante todos os anos, tem-se que, a vida útil do transformador é de aproximadamente 325 anos. No entanto, tem-se conhecimento, a partir de dados reais de análise de histórico de transformadores sinistrados em subestações reais (CEMIG), nos últimos dez anos, que o tempo de vida médio de um transformador de 138-13,8 kV, com potência de 25 MVA, é de aproximadamen-

te 22 anos [LCFS10-13], muito menor que a vida estimada em função do envelhecimento térmico pelo modelo Arrhenius.

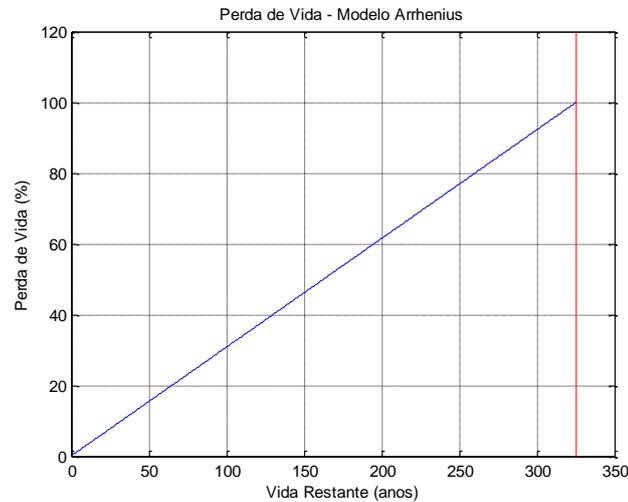


Fig. 2.9 – Modelo Arrhenius.

Conclui-se, então, que existem outros fatores, não considerados no modelo Arrhenius, que contribuem para o desgaste do equipamento e, conseqüentemente, para a redução de sua vida útil. Os modelos baseados somente na teoria de Arrhenius não representam a realidade do tempo de vida de um transformador. É necessário agregar a esta modelagem a ocorrência de eventos de impacto (curtos-circuitos, descargas atmosféricas, etc.) a fim de se obter uma distribuição de probabilidade do tempo de vida dos equipamentos.

2.5.2 Modelagem de Impactos

Eventos de impacto podem ser definidos como sendo todo evento aleatório provocado, em geral, por fatores externos ao equipamento e que resulta em esforços térmicos, mecânicos e/ou elétricos adicionais, reduzindo desta forma, a sua expectativa de vida.

Os eventos de impacto podem ocorrer pelas mais diversas causas, contudo, estes podem, a princípio, ser classificados em dois tipos: (i) Eventos de impacto moderado e (ii) Eventos de impacto fulminante. Os eventos de impacto moderado são relativamente frequentes e, em ge-

ral, equipamento “sobrevive” após sua ocorrência. Exemplos deste tipo de evento são os curtos-circuitos e as correntes de *inrush*¹.

As metodologias tradicionais para o dimensionamento de equipamentos reservas consideram, em geral, todos os equipamentos iguais, independentemente do tempo de operação de cada equipamento, ou seja, transformadores operando há muitos anos são considerados novos. Como em subestações é possível encontrar transformadores com diferentes idades (e perdas de vida iniciais), a metodologia proposta, deve representar o envelhecimento natural dos equipamentos e também os diferentes impactos aos quais os transformadores estão expostos. Para isto, é necessário calcular o valor da *PV* de cada equipamento no início das simulações.

2.5.3 Modelagem de Arrhenius-Impactos

A combinação entre o envelhecimento por efeito térmico e a perda de vida provocada pelos impactos moderados ou fulminantes é responsável por determinar o tempo total de vida de um transformador. O valor da *PV* inicial de um equipamento que se encontra em operação dependerá fundamentalmente de dois fatores: (i) Tempo de operação e perfil de carregamento (envelhecimento por Arrhenius); (ii) Histórico de eventos de impacto.

$$PV_{Inicial} = PV_{Envelhecimento} + PV_{Impactos}. \quad (2.59)$$

em que $PV_{Envelhecimento}$ representa a parcela do desgaste devido à operação normal do equipamento ao longo dos anos e é avaliada utilizando a teoria de Arrhenius [ABNT97] e $PV_{Impactos}$ representa a parcela do desgaste devido a todos os eventos de impacto que o equipamento experimentou no passado. Esta parcela seria basicamente:

$$PV_{Impactos} = \sum_i PV_i. \quad (2.60)$$

em que PV_i representa a perda de vida em percentual do evento i .

A Fig. 2.10 ilustra um caso hipotético de um transformador (com a curva de temperatura da Fig. 2.7) que sofreu oito impactos moderados ao longo de sua vida operativa, que se estendeu

¹ Corrente de inrush (corrente de magnetização) surge durante a energização do transformador, devido a magnetização e a saturação do seu núcleo, sendo sua magnitude determinada pela declividade da característica de magnetização na região saturada.

por 52 anos. Note que, a cada ocorrência de um impacto moderado, o transformador perde, instantaneamente, um determinado percentual de sua vida total, estimada inicialmente pelo modelo Arrhenius. A Fig. 2.11 ilustra uma situação em que um transformador sofreu impactos moderados e um impacto fulminante com aproximadamente 48 anos de operação. Como esperado, em ambos os casos ilustrados, o tempo de vida total do transformador é menor que os 325 anos estimados pelo modelo Arrhenius.

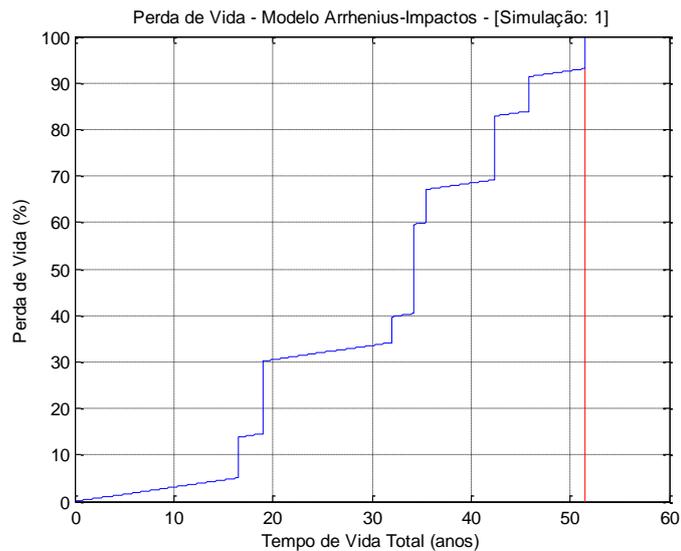


Fig. 2.10 – Consideração de impactos moderados.

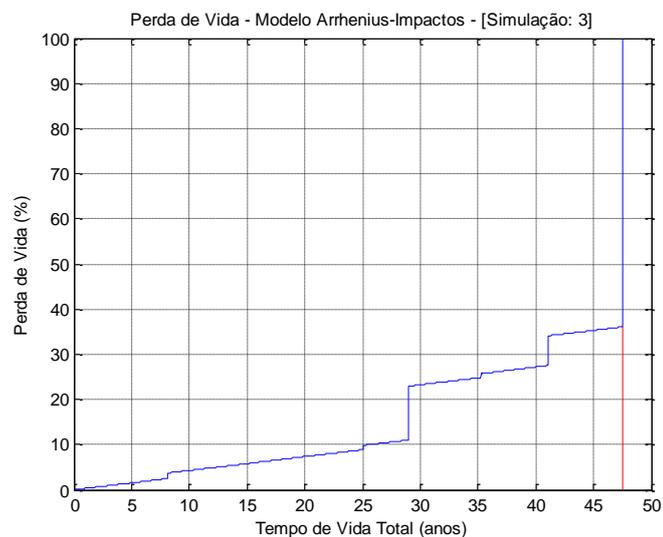


Fig. 2.11 – Consideração de impactos moderados e fulminantes.

A natureza estocástica dos instantes de ocorrência e da intensidade dos impactos faz com que o tempo de vida total de um transformador seja adequadamente representado como uma vari-

ável aleatória, cuja distribuição de probabilidade pode ser determinada a partir de um algoritmo baseado em simulação Monte Carlo cronológica.

Os passos a seguir descrevem a simulação Monte Carlo cronológica utilizada na montagem do histograma do tempo de vida restante de um transformador com um número de simulações N_{SIM} desejado de amostras:

1. Ler a curva de temperatura do transformador, o ano de instalação do transformador no campo, o ano cronológico atual e os parâmetros referentes aos impactos moderados e fulminantes;
2. Calcular a idade do transformador $\rightarrow IT$;
3. Fazer $i = 0$ (contador de simulações);
4. Se $i > N_{SIM}$, executar o passo 16, senão, continuar;
5. $i = i + 1$;
6. Admitir como instante inicial da análise o momento da instalação do transformador no campo;
7. Inicializar a vida total ($VT = 0$) e a perda de vida atual ($PV = 0$);
8. Sortear os instantes dos impactos moderado (T_{mod}) e fulminante (T_{ful});
9. Admitir como T_{imp} , o menor valor entre T_{mod} e T_{ful} ;
10. Calcular, hora a hora, até chegar ao instante T_{imp} a perda de vida pelo modelo Arrhenius, acumulando este resultado em PV . Se em algum dos instantes intermediários, PV atingir 100%, então:
 - Fazer $VT =$ instante atual;
 - Voltar ao passo 4;Senão:
 - Continuar:
11. Se o impacto no instante T_{imp} for do tipo moderado:
 - Sortear a intensidade do impacto e acumular o resultado em PV ;
 - Sortear o instante do próximo impacto moderado e redefinir T_{mod} ;

12. Se $PV < 100\%$, então:

- Voltar ao passo 9;

Senão:

- Fazer $PV = 100\%$;
- Fazer $VT = T_{imp}$;
- Ir para o passo 14;

13. Se o impacto no instante T_{imp} for do tipo fulminante:

- Fazer $PV = 100\%$;
- Fazer $VT = T_{imp}$;
- Ir para o passo 14;

14. Se $VT > IT$, calcular o tempo de vida restante, por exemplo, $VR = VT - IT$ e armazenar este resultado em um vetor de tempos de vida restante;

15. Voltar ao passo 4;

16. Montar o histograma com os tempos de vida restantes armazenados durante a simulação e calcular estatísticas como média, variância, etc.

17. Fim.

2.6 CONCLUSÕES

Esta seção abordou os modelos probabilísticos para o dimensionamento de estoque de transformadores de subestações. Os modelos apresentados foram: Poisson, Markov, SMC cronológica e modelo de Envelhecimento.

Embora existam trabalhos na literatura, que empregam modelos de Poisson para determinar o nível de estoque ótimo, verificou-se que o modelo Poisson apresenta uma aplicação muito restrita, uma vez que não permite a reposição do estoque durante o período de análise. Já os modelos de Markov permitem estimar indicadores de confiabilidade como indisponibilidade, frequência e duração média das falhas, tempo médio entre falhas, além dos valores esperados de potência e energia não supridas. No entanto, este modelo poderá ser utilizado somente se os tempos envolvidos seguirem distribuições exponenciais. Apresenta ainda, como desvanta-

gem a necessidade de ter uma taxa de falha constante e igual para todos os transformadores do sistema, não retratando, assim, um sistema real.

No modelo cronológico, além da possibilidade de considerar tempos não exponenciais, há a vantagem de se fornecer as distribuições de probabilidade dos índices de confiabilidade, o que não é possível a partir do modelo de Markov, que fornece apenas os valores médios. Também foi apresentada uma metodologia a ser implementada para a modelagem do envelhecimento dos transformadores, capaz de considerar o efeito da temperatura, utilizando a teoria de Arrhenius, e a ocorrência de impactos como curtos-circuitos, descargas atmosféricas e quaisquer outros fatores que se mostrem influentes na determinação do tempo de vida dos equipamentos.

A simulação cronológica dos impactos exige o conhecimento das distribuições de probabilidade dos tempos entre ocorrências de impactos moderados e fulminantes. No caso dos impactos moderados, além do aspecto temporal, é necessário quantificar a perda de vida percentual ocorrida a cada evento. Como no parque de transformadores poderão ser encontrados transformadores com diferentes idades (i.e., perda de vida inicial), será necessário obter os histogramas do tempo de vida restante dos transformadores em campo.

No próximo capítulo é apresentada uma metodologia probabilística baseada em SMC cronológica para a determinação do número de transformadores reservas em subestações. Será apresentada a evolução dos modelos cronológicos para avaliação de confiabilidade e dimensionamento de estoques de transformadores de subestações. Também serão definidos e descritos os índices de confiabilidade a serem calculados, bem como, as principais características do modelo proposto.

Apesar de o trabalho enfatizar o dimensionamento de estoque de transformadores de subestações, a metodologia proposta pode ser aplicada a outros equipamentos do sistema elétrico, tais como: disjuntor, chave, transformador de distribuição, reator, regulador de tensão, capacitor de potência, seccionador, bomba de recalque, fusível, etc.

CAPÍTULO 3

METODOLOGIA BASEADA EM SIMULAÇÃO MONTE CARLO CRONOLÓGICA

3.1 INTRODUÇÃO

ESTE capítulo apresenta o modelo proposto para dimensionamento do estoque de transformadores baseado em simulação Monte Carlo (SMC) cronológica, considerando aspectos de confiabilidade e custos.

Em sua versão inicial, o algoritmo de simulação permitiu a avaliação da confiabilidade do sistema composto de N transformadores no campo e n reservas. O número ótimo de transformadores no estoque é obtido pela análise de custo do sistema para diversas alternativas de composição do estoque, e considerando indicadores de confiabilidade dentro de limites aceitáveis.

O programa computacional, desenvolvido em MATLAB, teve sua estrutura modificada e novos recursos foram agregados ao programa, tais como: consideração do envelhecimento dos transformadores, crescimento da carga, variação do número de transformadores em operação no campo durante o período de análise, etc.

Em sua versão final, o programa de análise de confiabilidade via SMC é utilizado para calcular indicadores de desempenho e custos condicionados a uma determinada estratégia de composição do estoque, ao longo de um período de planejamento. O algoritmo desenvolvido foi aplicado no parque de transformadores de 25 MVA de subestações de distribuição de uma concessionária brasileira (CEMIG), para avaliar os índices de confiabilidade e determinar algumas alternativas de composição do estoque de transformadores.

3.2 MODELO CRONOLÓGICO BÁSICO

O modelo proposto em sua versão inicial pode ser dividido em duas partes: análise de confiabilidade e avaliação de custos. O algoritmo desenvolvido permite a avaliação da confiabilidade do sistema composto de N transformadores no campo e n reservas, onde os índices de de-

sempenho são calculados com base na análise de um grande número de anos de operação. Os custos considerados nesta Tese são: custos de interrupção, não faturamento e investimento. O número ótimo de transformadores reservas pode ser obtido pela análise dos custos do sistema em diversas alternativas de composição do estoque, levando em consideração índices de confiabilidade.

O programa computacional foi desenvolvido usando o ambiente MATLAB. Sua execução depende de um arquivo de entrada (leitura de dados) com informações do sistema. Ao final da simulação é impresso um relatório de saída. As figuras 3.1 e 3.2 ilustram o arquivo de entrada e o relatório de saída, respectivamente.

O arquivo de entrada está dividido em “campos” contendo todas as informações para o cálculo dos índices de confiabilidade e custo. Os campos deste arquivo são:

- i. Dados Gerais do Sistema: informa a quantidade de equipamentos disponíveis no campo e o estoque pré-existente. Além das especificações técnicas do transformador, como fator de carga e sua potência.
- ii. Dados Econômicos: fornece os valores de custo da energia, custo de interrupção e a taxa de juros da empresa;
- iii. Dados para Simulação: neste campo deve ser informado o período de planejamento, indicando o ano e mês atual e o ano final. Também deve definir o valor do coeficiente β ;
- iv. Inclusões Programadas no Estoque: este campo descreve a composição do estoque para análise. Nele é indicada qual a quantidade de transformadores será inserida no estoque e em que ano e mês será feita esta aquisição. Também é informado o preço do transformador e o período de amortização;
- v. Dados dos Transformadores Atuais e Novos: apresenta o grupo de transformadores com sua taxa de falha;
- vi. Tempo de Reposição: pode ser do tipo exponencial, uniforme e normal.

```

=====
SMC - Entrada de Dados
=====

Descrição do sistema
-----

Arquivo de Saída
-----
teste_0.out
-----

Dados Gerais do Sistema
-----
Equipamentos no campo:                176
Estoque pré-existente:                 0
Fator de carga médio (MW/MVA):        0.5080
Potência do Transformador (MVA):      25.00
-----

Dados Econômicos
-----
Custo da energia (R$/Mwh):             204.60
Custo de interrupção (R$/Mwh):        1500.00
Taxa de desconto da empresa (%):      12.00
-----

Dados para a Simulação
-----
Ano atual (ex. 2011):                  2013
Mês atual (ex. 2):                      1
Ano final do planejamento (ex. 2018): 2017
Coeficiente de variação beta da EENS (%): 3
-----

Inclusões Programadas no Estoque
-----
Ano   Mês   Unid   Valor Futuro   Amortização
      R$/Unid   Meses
-----
2013  01     8     1700000.00    480
9999
-----

Dados dos Transformadores
Atuais
O campo Local deve ter 5
caracteres
-----
Num  Local  Taxa de falha
      falhas/ano
-----
001  Itaju   0.0135
002  Itaju   0.0135
003  Itaju   0.0135
004  Itaju   0.0135
.
.
.
9999
-----

Dados dos Transformadores
NOVOS
O campo Local deve ter 5
caracteres
-----
Num  Local  Taxa de falha
      falhas/ano
-----
001  Itaju   0.0135
002  Itaju   0.0135
003  Itaju   0.0135
004  Itaju   0.0135
.
.
.
9999
-----

Observação para o Tempo de Reposição
-----
Distribuição  Tipo  P1  P2
-----
Exponencial  1    média  0
Uniforme     2    mínimo máximo
Normal       3    média  desvio
-----

Tempo de Reposição (meses)
Idêntico para os transformadores
-----
Tipo  P1  P2
-----
2     11  13

```

Fig. 3.1 – Arquivo de Entrada.

=====
 Resultados de Confiabilidade e Custos
 =====

1) Parâmetros Gerais da Simulação

Parâmetro	Valor	Unid
Período de análise --> t	60	meses
Coefficiente beta da EENS	1.0	%
Tempo de simulação	21.3	min
Períodos simulados	1516047	-

2) Indicadores Globais do Período de Análise

Índice	Valor	Unid
Confiabilidade R(t)	0.982710	-
Probabilidade Ps(t)	0.999167	-
Disponibilidade	0.999340	-
Indisponibilidade	28.90	h/per
	5.78	h/ano
Frequência média de falha	0.0230	f/per
	0.0046	f/ano
Duração média das falhas	52.45	dias
EENS	470.22	MWh/per
	94.04	MWh/ano
EPNS	0.0107	MW

3) Indicadores para cada Ano do Período de Análise

Intervalo\Índices	Freq f/int	Indisp h/int	EENS MWh/int
1/2013 a 12/2013	0.0008	0.85	13.10
1/2014 a 12/2014	0.0054	6.84	111.18
1/2015 a 12/2015	0.0056	7.12	116.60
1/2016 a 12/2016	0.0056	7.13	116.09
1/2017 a 12/2017	0.0056	6.96	113.25
Totais do período	0.0230	28.90	470.22

4) Custo Esperado (Valor Presente)

Descrição	Valor 1000 R\$
Investimento **	7143.73
Interrupção	705.32
Não-Faturamento	96.21
Soma	7945.26

** Somente inclusões programadas.

Fig. 3.2 – Relatório de Saída.

O relatório de saída do programa computacional apresenta as seguintes informações:

- i. Parâmetros Gerais da Simulação: informa o período de análise, o coeficiente β , o tempo de simulação e os períodos simulados;
- ii. Índice de Desempenho: confiabilidade, probabilidade, disponibilidade, indisponibilidade, frequência média de falha, EENS e EPNS;
- iii. Indicadores Anuais: informa os índices anuais da frequência média de falha, da indisponibilidade e da EENS;
- iv. Custo Esperado: Apresenta os valores dos custos de investimento, interrupção e não faturamento, além do custo total.

Para uma melhor compreensão do modelo proposto, seja o exemplo ilustrado na Fig. 3.3, que representa a simulação de um sistema com cinco transformadores (TR_1 , TR_2 , TR_3 , TR_4 e TR_5) com idades diferentes. O instante “0” representa o momento presente em que se conhece o estado de cada equipamento, que pode ser disponível (*up*) ou avariado (*down*). A avaliação de confiabilidade compreende o período de t_0 (início do primeiro ano do período de análise) a t_f (fim do último ano do período de análise).

Os tempos de vida (t_1 , t_2 , t_3 , t_4 , t_5) correspondem a valores sorteados com base nas distribuições de probabilidade discretas.

Na Fig. 3.3, o transformador TR_2 falha antes do instante t_0 . Admitindo-se a existência de um transformador no estoque e desprezando seu tempo de instalação, é possível sortear o instante t_2^* em que ocorrerá a falha deste equipamento. Este sorteio não deve considerar a distribuição de probabilidade do TR_2 avariado (que, no início da simulação, já era usado), mas a distribuição do TR_2 atual, que é novo. Cada transformador terá duas distribuições de probabilidade associadas, uma para o transformador atual (ou usado) e outra para o transformador novo, que irá substituí-lo no futuro. O programa faz a leitura das taxas de falha dos transformadores atuais e novos como mostrado na Fig. 3.4. Nesta versão preliminar do programa são admitidos apenas tempos de vida exponenciais.

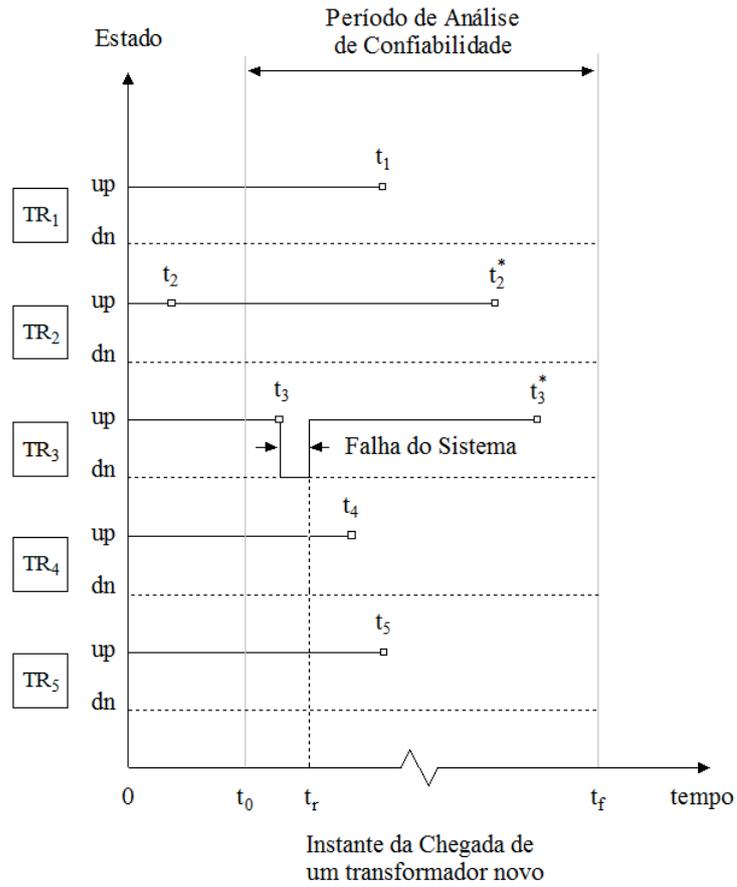


Fig. 3.3 – Ilustração inicial da simulação Monte Carlo.

Transformadores Atuais		
Num	Local	Taxa de falha falhas/ano
001	Itaju	0.0131
002	Itaju	0.0325
003	Itaju	0.0130
004	Itaju	0.0135
005	Itaju	0.0155
006	Itaju	0.0265
007	Itaju	0.0145
008	Itaju	0.0128
009	Itaju	0.0101
010	Itaju	0.0332
:		
:		
9999		
Transformadores Novos		
Num	Local	Taxa de falha falhas/ano
001	Itaju	0.0135
002	Itaju	0.0135
003	Itaju	0.0135
004	Itaju	0.0135
005	Itaju	0.0135
006	Itaju	0.0135
007	Itaju	0.0135
008	Itaju	0.0135
009	Itaju	0.0135
010	Itaju	0.0135
:		
:		
9999		

Fig. 3.4 – Especificação das taxas de falha.

Os instantes de falha de cada transformador são sorteados, em tempo contínuo, pelo método da transformação inversa:

$$t_f = -\frac{1}{\lambda} \ln(U). \tag{3.1}$$

em que t_f é o instante da falha de um transformador com taxa de falha λ e U é um número pseudo-aleatório com distribuição uniforme entre 0 e 1.

A falha de TR_2 no instante t_2 inicia o processo de aquisição de um novo transformador para substituir o que foi retirado do estoque. O tempo necessário para que este novo equipamento esteja disponível pode ser modelado por uma variável aleatória e, portanto, é caracterizado por uma distribuição de probabilidade. O programa disponibiliza três distribuições para os tempos de reposição: exponencial, uniforme e normal. A Fig. 3.5 ilustra os modelos implementados e sua parametrização a partir do arquivo de dados (Fig. 3.6).

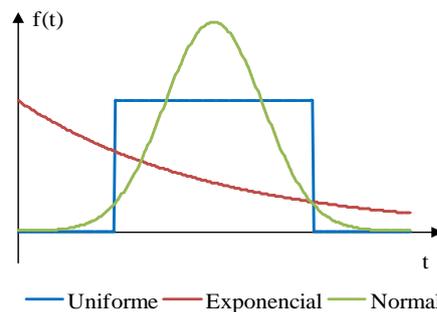


Fig. 3.5 – Distribuições: uniforme, exponencial e normal.

observação para o Tempo de Reposição			
Distribuição	Tipo	P1	P2
Exponencial	1	média	0
Uniforme	2	mínimo	máximo
Normal	3	média	desvio

Tempo de Reposição (meses)		
Idêntico para os transformadores		
Tipo	P1	P2
2	11	13

Fig. 3.6 – Modelagem dos tempos de reposição.

Dependendo do tempo necessário para a chegada do novo equipamento e do número de transformadores no estoque, o sistema pode continuar em estado de sucesso ou apresentar uma

falha após a avaria de outro transformador no campo. Considerando que no estoque havia apenas um transformador, que foi utilizado para substituir TR_2 , se a reposição deste equipamento ocorrer antes de t_3 (instante da próxima falha sorteada na Fig. 3.3), o sistema permanecerá em estado de sucesso. No entanto, se o novo equipamento for disponibilizado apenas no instante t_r (posterior a t_3) da Fig. 3.3, o sistema vai para o estado de falha, entre t_3 e t_r . Neste caso, o transformador adquirido irá imediatamente para o campo, substituir TR_3 e o estoque continua vazio. A falha de TR_3 gera um novo processo de aquisição de outro transformador, cuja duração será determinante para o sucesso ou a falha do sistema, considerando a possibilidade de futuras avarias nos demais equipamentos.

A informação da quantidade de reservas que há no estoque, está indicada no arquivo de entrada no campo “inclusões programadas no estoque”. Neste campo, devem ser informados os instantes e o número de equipamentos a serem adicionados no estoque durante o período analisado. A Fig. 3.7 ilustra o trecho do arquivo de dados que contém estas informações.

Inclusões Programadas no Estoque				
Ano	Mês	Unid	Valor Futuro R\$/Unid	Amortização Meses
2013	01	4	1700000.00	480
2016	01	1	1700000.00	480
2018	01	1	1700000.00	480
9999				

Fig. 3.7 – Detalhamento de inclusões programadas.

De um modo geral, toda a dinâmica, envolvendo falhas de equipamentos, reposições de estoque e interrupções ao fornecimento de energia, é representada no algoritmo de simulação, permitindo o cálculo de índices de confiabilidade do sistema. Além dos índices gerais, também são calculados os índices de cada ano do período de análise, com a finalidade de identificar os momentos críticos, em que o sistema apresenta uma menor confiabilidade. Assim, é possível identificar em quais momentos é necessário aumentar o número de transformadores no estoque e, quando possível, postergar os investimentos.

3.2.1 Fluxograma

O fluxograma da Fig. 3.8 ilustra a estrutura do programa computacional para análise de confiabilidade e avaliação de custos, onde NP representa o número de períodos de análise simulados e deve ser informado no arquivo de entrada (Fig. 3.9).

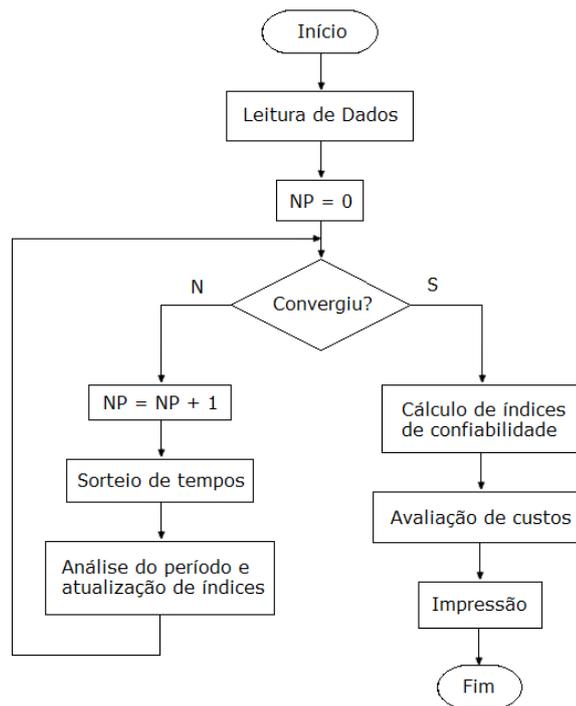


Fig. 3.8 – Fluxograma do programa de análise de confiabilidade e avaliação de custos.

Dados para a simulação	
Ano atual (ex. 2011):	2013
Mês atual (ex. 2):	1
Ano final do planejamento (ex. 2018):	2017
Coefficiente de variação beta da EENS (%):	1

Fig. 3.9 – Especificação do período de análise.

A SMC pode ser interrompida quando o número de períodos amostrados (i.e., NP) for grande o suficiente para que o coeficiente de variação de algum índice de interesse seja menor que um limite aceitável (e.g., 1%). O coeficiente de variação (designado por β) é definido em [RK07] como o quociente entre o desvio-padrão da média amostral do índice de interesse e seu valor esperado.

3.2.2 Índices de Confiabilidade

Confiabilidade:

A confiabilidade representa a probabilidade do sistema não falhar durante o período de análise. Note que a avaria de um transformador só inicia uma falha do sistema se o estoque não possuir equipamentos de reposição.

$$R(t) = \frac{\text{Número de período em que o sistema não falhou}}{\text{Número de períodos simulados}} \quad (3.2)$$

em que t é a duração do período de análise.

Probabilidade de Sucesso no Final do Período:

Este índice é comparável à probabilidade do sistema ocupar o estado de sucesso, $P_S(t)$, estimada pelo modelo Markov. Matematicamente, tem-se:

$$P_S(t) = \frac{\text{Número de período encerrados com o sistema em sucesso}}{\text{Número de períodos simulados}}. \quad (3.3)$$

Os valores fornecidos por (3.2) e (3.3) são, a princípio, diferentes, pois é possível que o sistema falhe dentro do período de análise e volte ao estado de sucesso antes do seu término.

Disponibilidade do Período:

Este indicador corresponde à relação entre o tempo em que o sistema ocupa o estado de sucesso e a duração do período de análise. Por simulação, tem-se:

$$A = \frac{\text{Tempo total de sucesso ao longo da simulação}}{\text{Número de períodos simulados} \times \text{duração do período}}. \quad (3.4)$$

Indisponibilidade do Sistema:

A indisponibilidade fornece um valor de mais fácil interpretação que a disponibilidade e é calculada a partir de (3.5). Matematicamente:

$$U = (1 - A) \times \text{duração do período em horas}. \quad (3.5)$$

O índice U corresponde ao número de horas no período de análise em que o sistema apresenta algum déficit no número de transformadores em operação.

Frequência de Falha:

Este indicador representa o número médio de falhas do sistema por período e corresponde a:

$$f = \frac{\text{Número total de falhas do sistema ao longo da simulação}}{\text{Número de períodos simulados}}. \quad (3.6)$$

Pode-se ainda, converter este indicador em base anual, fazendo:

$$f^{anual} = \frac{f}{\text{Duração do período em anos}}. \quad (3.7)$$

Em (3.6) a frequência é expressa em falhas/período e em (3.7), falhas/ano.

Duração Média da Falha:

A duração média da falha corresponde ao tempo médio durante o qual o sistema terá parte da carga interrompida, cada vez que ocorre uma falha. Matematicamente, tem-se:

$$D = \frac{\text{Tempo total de falha ao longo da simulação}}{\text{Número de falhas do sistema ao longo da simulação}}. \quad (3.8)$$

Potência Média Não Suprida:

A EPNS representa a potência média que o sistema deixa de suprir continuamente à sua carga.

A simulação Monte Carlo permite calcular a EPNS por:

$$EPNS = \frac{\text{Energia total não fornecida ao longo da simulação}}{\text{Número de períodos simulados} \times \text{duração do período}}. \quad (3.9)$$

Energia Média Não Suprida:

A EENS representa a energia média, referente a alguma base de tempo, que o sistema deixa de suprir à sua carga em consequência das falhas ocorridas. Para obter a EENS do período de análise, utiliza-se:

$$EENS = \frac{\text{Energia total não fornecida ao longo da simulação}}{\text{Número de períodos simulados}}. \quad (3.10)$$

Para expressar esta energia em base anual:

$$EENS^{anual} = \frac{EENS}{\text{Duração do período em anos}}. \quad (3.11)$$

3.2.3 Avaliação de Custos

A modelagem dos custos referentes ao período de planejamento é dividida em duas partes: (i) cálculo dos custos de investimento e (ii) cálculo dos custos de operação. Em ambos os casos, o programa fornece o valor presente dos custos referidos ao ano inicial do período de análise. A Fig. 3.10 ilustra a área destinada para informação dos valores utilizados no cálculo do custo de investimento e de operação.

Dados Econômicos	
Custo da energia (R\$/Mwh):	204.60
Custo de interrupção (R\$/Mwh):	1500.00
Taxa de desconto da empresa (%aa):	12.00
Custo do transformador (R\$/unid):	1700000.00
Período de amortização (meses):	420

Fig. 3.10 – Dados econômicos.

A amortização pode ser definida como um processo financeiro pelo qual um investimento é pago por parcelas sucessivas em um determinado período. Para este trabalho, é considerado o período de vida útil do transformador, isto é, 35 anos. A taxa de desconto é a taxa de juros que representa o máximo que a empresa se propõe a pagar em um financiamento.

A inclusão do cálculo dos custos de investimento e operação representa um fator importante para a otimização da reserva técnica. O conhecimento dos custos esperados é fundamental para a escolha da melhor estratégia de formação do estoque, dentre um conjunto de alternativas possíveis.

O dimensionamento ótimo do estoque é o que minimiza a soma dos custos de investimento e operação do sistema. O problema do dimensionamento do estoque pode ser modelado como:

$$\min \sum \text{Custos} = C_{\text{investimento}} + C_{\text{operação}} \quad (3.12)$$

Custo de Investimento:

O cálculo do custo de investimento foi desenvolvido para que sejam considerados somente os pagamentos efetuados dentro do período de análise, ou seja, custo de investimento capitalizado. Neste caso, são considerados apenas os pagamentos referentes a transformadores incluídos ao estoque em qualquer ano no período analisado. Para determinar a parcela correspondente ao custo de investimento, devem-se efetuar os seguintes cálculos:

O valor do investimento corresponde o preço de compra dos transformadores adicionados ao sistema, através das inclusões programadas e é dado por:

$$V_T = n \times C_T \quad (3.13)$$

em que n é o número de transformadores reservas e C_T é custo de aquisição de um transformador novo em \$.

O valor do investimento deve ser distribuído mensalmente ao longo do período de amortização do transformador (período de vida útil do transformador) a partir do mês programado para sua incorporação ao sistema, considerando uma taxa de juros mensal.

$$C_{amortização} = \sum_{np=1}^{P_{amortização}} \frac{1}{(1 + tx_{mensal})^{np}} \quad (3.14)$$

em que $P_{amortização}$ é o período de amortização (420 meses), tx_{mensal} é a taxa de juros mensal. Geralmente a taxa de juros fornecida é a taxa de juros anual. Para converter a taxa de juros anual em taxa de juros mensal, tem-se:

$$(1 + tx_{mensal})^{12} = (1 + tx_{anual})^1 \quad (3.15)$$

em que tx_{anual} é a taxa de juros anual (12%_{aa}).

A relação entre (3.13) e (3.14) fornece a prestação mensal a ser paga ao longo da vida útil do transformador:

$$V_A = \frac{\text{Valor do investimento}}{C_{amortização}} \quad (3.16)$$

No entanto, somente o valor do investimento referente aos anos que estiverem dentro do período de análise será contabilizado, conforme calculado pela Eq. (3.17):

$$C_{período} = \sum_{np=1}^{Período} \frac{1}{(1 + tx_{mensal})^{np}} \quad (3.17)$$

Neste caso, o *Período* é dado em meses.

De (3.16) e (3.17), obtém o custo do investimento capitalizado, ou seja, o custo do investimento no período analisado:

$$\text{Valor do investimento}_{\text{período}} = V_A \times C_{\text{período}}. \quad (3.18)$$

Trazendo este valor para o presente, tem-se:

$$V_P = \frac{\text{Valor do investimento}_{\text{período}}}{(1 + tx_{\text{mensal}})^{np}}. \quad (3.19)$$

A Fig. 3.11 exemplifica o processo de cálculo do custo de investimento referente à inclusão de um novo transformador reserva ao estoque, considerando-se um período de análise de 10 anos. Neste exemplo, um transformador reserva é adquirido no ano 6 do período de análise, a um custo V_T . Este custo é convertido em 35 parcelas anuais de valor V_A , de acordo com a taxa de desconto adotada pela empresa. Observe que dentro do período de análise devem ser pagas 5 parcelas deste custo, que, quando referenciadas ao ano 6, resultam no valor V_F . Por fim, este valor é referenciado ao ano 0, resultando no valor presente V_P .

Cada transformador acrescentado ao estoque tem um valor presente calculado e o resultado é armazenado em um vetor. A soma de todos os elementos deste vetor resulta no custo de investimento:

$$C_{\text{investimento}} = \sum VP. \quad (3.20)$$

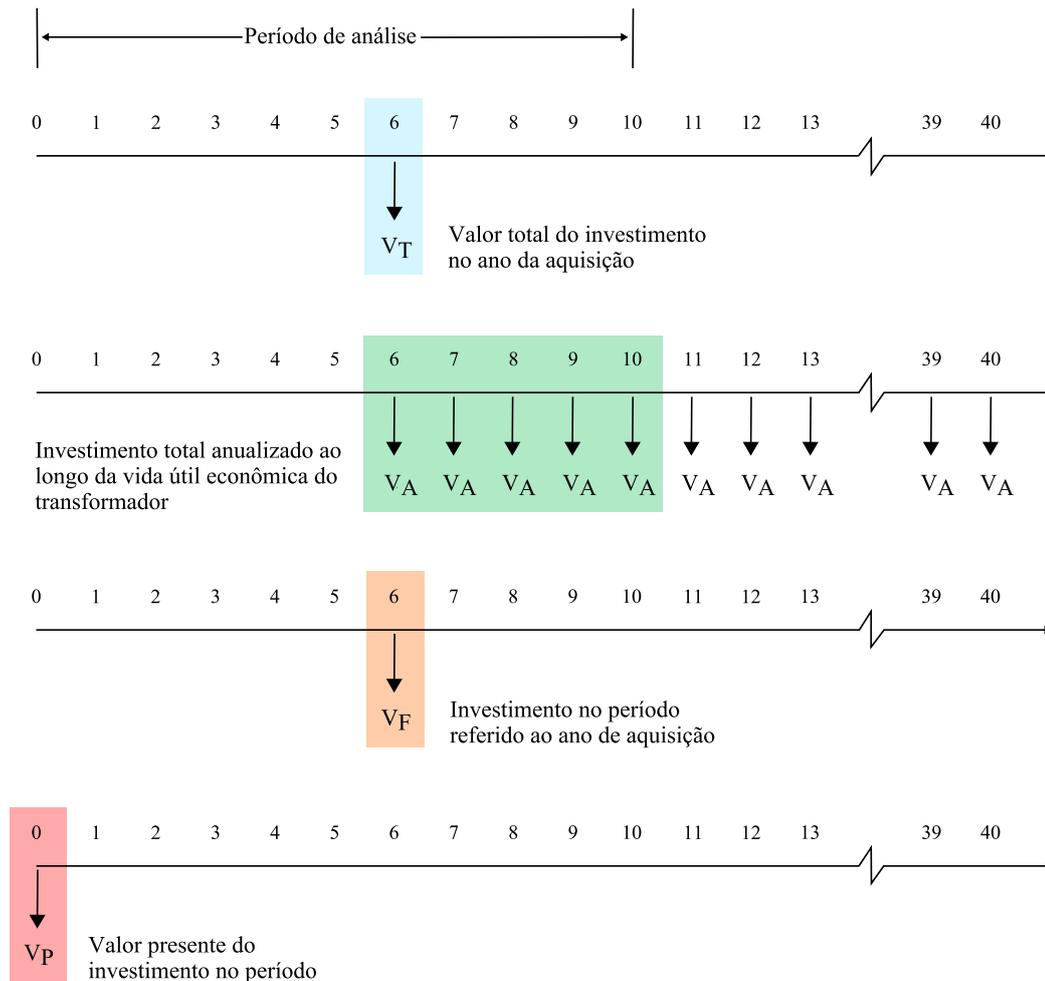


Fig. 3.11– Cálculo do custo de investimento.

Custo de Operação:

Os custos de operação englobam os custos de interrupção dos consumidores (que reflete o custo da falta de energia elétrica para a sociedade) e a perda de receita (não faturamento) provocada pelas falhas do sistema e pode ser calculado por:

$$C_{operação} = (C_E + C_I) \times EENS \tag{3.21}$$

onde C_E é o preço da energia em \$/MWh e C_I é o valor médio utilizado como estimativa do custo unitário de interrupção de cada consumidor em \$/MWh e o valor de EENS é fornecido pelo programa de simulação na análise de confiabilidade.

O custo de investimento referente ao período de análise é dado pela soma dos valores presentes de todas as aquisições de transformadores reservas ocorridas no período de análise. Portanto, são desconsiderados eventuais custos relativos ao estoque previamente existente. Para

justificar esta prática, deve-se salientar que a determinação dos custos de investimento e operação tem como objetivo principal a identificação da melhor estratégia para a evolução do estoque, visando ao suprimento da demanda de substituições de transformadores avariados ao longo de um determinado período. Este objetivo pode ser alcançado através da comparação de diferentes alternativas de ampliação do estoque, cada qual implicando em uma soma entre custos de investimento e operação.

3.2.4 Aplicações Numéricas

O programa foi aplicado no conjunto de 176 transformadores de 138–13,8 kV com potência de 25 MVA, instalados nas subestações de distribuição em consideração. A Tabela 3.1 descreve os casos simulados.

TABELA 3.1 – DESCRIÇÃO DOS CASOS SIMULADOS

Caso	Período de Avaliação	Inclusões Programadas
1	01/2013 a 12/2013	4 transformadores em 2013
2	01/2013 a 12/2013	6 transformadores em 2013
3	01/2013 a 12/2014	6 transformadores em 2013
4	01/2013 a 12/2014	6 transformadores em 2013 e 2 transformadores em 2014

Em todos os casos, admitiram-se tempos de funcionamento exponenciais, com taxa de falha igual a 0,0135 f/ano. Os resultados dos índices de confiabilidade e composição dos custos estão discriminados nas tabelas 3.2 e 3.3, respectivamente.

No Caso 1, admitiu uma reserva de quatro transformadores para um período de análise de doze meses. O número de transformadores reservas estimado não é suficiente para atender o sistema, o que resultou em índices de confiabilidade inadequados e um elevado custo final, provocado pelos altos custos operacionais.

A adição de dois transformadores reservas, no Caso 2, resultou em uma melhora significativa nos índices de desempenho, reduzindo os custos operacionais do sistema e, consequentemente, reduzindo o custo final para aquisição do estoque. No Caso 3, o período de análise dobrou enquanto o número de transformadores reservas se manteve. Nesta circunstância, é provável que o sistema apresente falhas durante o período de vinte e quatro meses de análise. Novamente, observa-se uma piora nos índices de confiabilidade e custos operacionais elevados.

A inclusão de mais transformadores reservas no ano de 2014, no Caso 4, torna o sistema mais confiável, conforme valores dos índices de confiabilidade.

TABELA 3.2 – ÍNDICE DE CONFIABILIDADE

Índice de Desempenho	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4
Confiabilidade	0,908996	0,988788	0,950322	0,985594
Probabilidade	0,914441	0,989783	0,988681	0,999225
Disponibilidade	0,979984	0,998284	0,993362	0,998699
Indisponibilidade (h/per.)	175,34	15,03	116,30	22,79
Frequência média de falha (f/per.)	0,0914	0,0113	0,0660	0,0173
Duração média das falhas (dias)	79,91	55,67	73,45	54,86
EENS (MWh/per.)	3169,33	254,07	2090,92	379,37
EPNS (MW)	0,3618	0,0290	0,1193	0,0217

TABELA 3.3 – CUSTOS ESPERADOS

Custos Esperados	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4
Investimento (R\$)	940.410	1410.620	2.626.670	3.032.020
Interrupção (R\$)	4.754.000	381.100	3.136.380	569.050
Não-Faturamento (R\$)	648.450	51.980	427.800	77.620
Total (R\$)	6.342.860	1.843.700	6.190.860	3.678.690

3.3 EVOLUÇÃO DOS MODELOS

3.3.1 Histogramas Discretos

Na versão inicial do programa computacional, descrito no item anterior, as taxas de falhas dos transformadores em operação no campo e dos transformadores disponíveis no estoque eram informadas com uma taxa de falha constante (Fig. 3.4). Esta informação era suficiente para caracterizar os tempos de vida dos transformadores modelados pela distribuição exponencial. No entanto, a consideração do envelhecimento dos transformadores implica em distribuições não exponenciais, que são determinadas em forma discreta pelo modelo Arrhenius-Impactos.

Nesta nova versão do programa, as informações referentes aos tempos de vida dos transformadores serão representadas por uma distribuição de probabilidade discreta, em formato de

histograma. A Fig. 3.12 ilustra o histograma do tempo de vida restante do transformador 1 (Pto 1) em operação (instalado em 1984) e a Fig. 3.13 ilustra uma parte do arquivo de dados do novo modelo de simulação Monte Carlo cronológica, com a distribuição de probabilidade do tempo de vida restante dos transformadores.

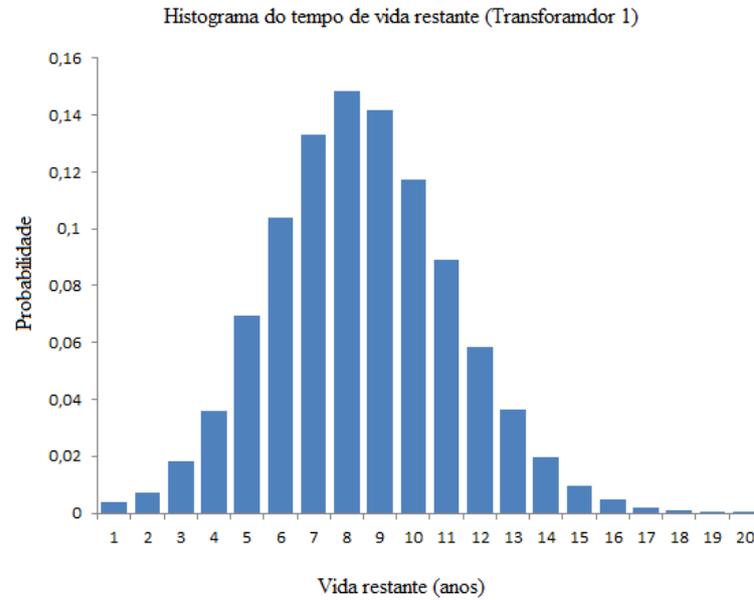


Fig. 3.12 – Histograma do tempo de vida restante do transformador 1 (atual).

Inicialmente, os histogramas são representados como funções massa de probabilidade, em que a probabilidade de cada classe C_i é atribuída ao seu limite superior Ts_i , (Fig. 3.14). Uma vez obtida a função massa de probabilidade $f(t)$, esta é integrada, resultando na função de distribuição $F(t)$, ilustrada na Fig. 3.15.

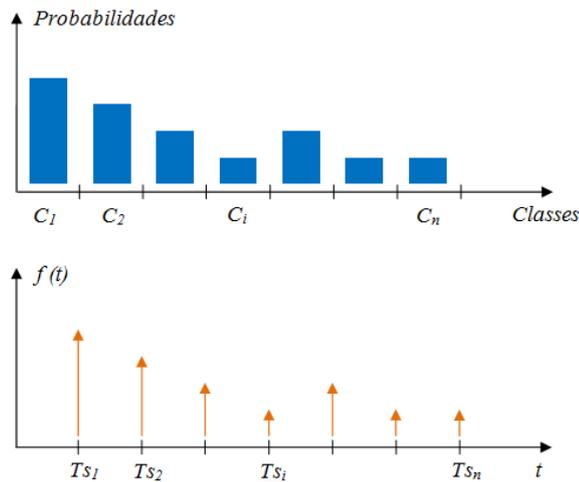


Fig. 3.14 – Histograma e função massa de probabilidade.

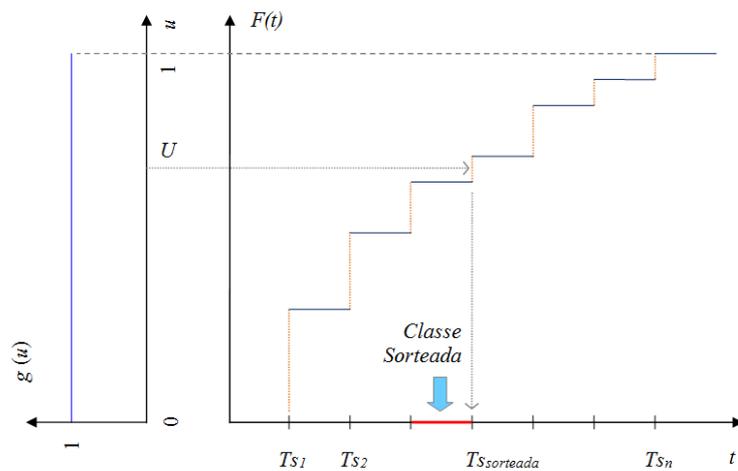


Fig. 3.15 – Função de distribuição – “Sorteio da Classe”.

O processo de sorteio é executado em duas etapas denominadas “sorteio da classe” e “sorteio do instante”. A função de distribuição é utilizada no sorteio da classe e o sorteio do instante da falha é feito dentro da classe sorteada, utilizando a expressão:

$$t_f = T_{i_{sorteada}} + U \times (T_{s_{sorteada}} - T_{i_{sorteada}}). \tag{3.22}$$

em que t_f é o instante sorteado para a falha do transformador e U é um número pseudo-aleatório com distribuição uniforme entre 0 e 1.

Em (3.22), $T_{s\text{orteada}}$ e $T_{i\text{sorteada}}$ representam, respectivamente, o limite superior e o limite inferior da classe sorteada. A segunda etapa tem por objetivo aumentar a variabilidade dos instantes sorteados, evitando que apenas o valor superior da classe sorteada seja utilizado na simulação.

A discretização da distribuição exponencial em um histograma pode ser feita com base nos seguintes passos:

- i. Estabelecer a “vida máxima” do transformador, por exemplo, um número de anos grande o suficiente para que a probabilidade da vida do transformador excedê-la seja menor que uma tolerância especificada, por exemplo, 0,005;
- ii. Dividir a “vida máxima” pelo número de classes do histograma, obtendo-se a largura da classe;
- iii. Para cada classe, determinar o limite mínimo, o limite máximo e obter a probabilidade do tempo de vida do transformador residir entre estes limites;
- iv. Montar o histograma com as classes e probabilidades determinadas anteriormente.

Para a taxa de falha considerada $\lambda = 0,0135$ falhas/ano, a “vida máxima” dos transformadores do sistema é de 400 anos e tem probabilidade de 0,004517 de ser superada. A largura das classes deve ser igual a $400/20 = 20$ anos. A Fig. 3.16 ilustra o histograma obtido e a Tabela 3.4 apresenta os valores de probabilidade correspondentes.

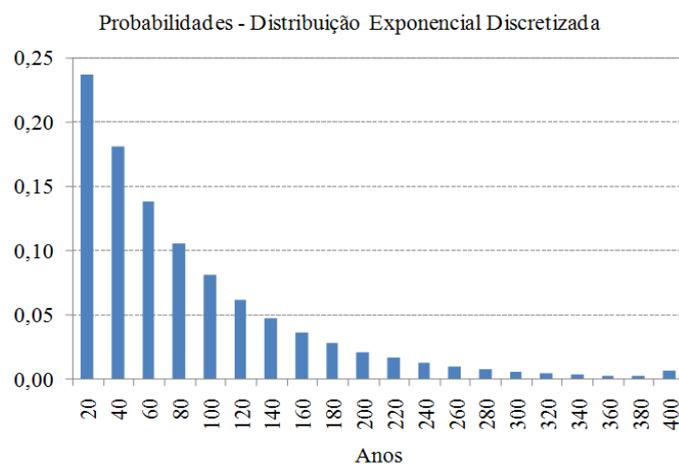


Fig. 3.16 – Distribuição exponencial – representação em tempo discreto.

TABELA 3.4 – DISCRETIZAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO EXPONENCIAL

Classe	Limite Inferior T_{\min} (anos)	Limite Superior T_{\max} (anos)	$P(T_{\min} < T \leq T_{\max})$
1	0	20	0,236621
2	20	40	0,180631
3	40	60	0,137890
4	60	80	0,105263
5	80	100	0,080355
6	100	120	0,061342
7	120	140	0,046827
8	140	160	0,035747
9	160	180	0,027288
10	180	200	0,020831
11	200	220	0,015902
12	220	240	0,012139
13	240	260	0,009267
14	260	280	0,007074
15	280	300	0,005400
16	300	320	0,004122
17	320	340	0,003147
18	340	360	0,002402
19	360	380	0,001834
20	380	400	0,005917

Cabe ressaltar que a probabilidade da última classe foi acrescida da área à direita do seu limite superior (400 anos) para garantir que a soma das probabilidades de todas as classes resultasse em 1, mantendo a consistência do modelo e evitando problemas numéricos durante a simulação.

3.3.2 Modelagem de Carga para Transformadores

Esta alteração tem por finalidade permitir o tratamento de transformadores com diferentes carregamentos, tornando o modelo mais genérico e compatível com a modelagem dos tempos de vida restante, que deverá considerar o nível de carregamento e os impactos sofridos pelos equipamentos.

No modelo analisado anteriormente, era fornecido o fator de carregamento único do sistema, isto é, a relação entre a potência ativa total da carga em MW e a capacidade do parque de transformação em MVA. A nova formulação proposta prevê a especificação da carga a ser suprida por transformador (Fig. 3.17).

Transformadores Atuais			
Pto	Local	Ano Inst	Carga MW
001	AFNUT3	1984	12.70
002	AFNUT4	1992	12.70
003	ARIDT1	2000	12.70
004	ARIDT3	2000	12.70
005	AXAUT1	1978	12.70
006	AXAUT2	1999	12.70
007	BCAUT1	1988	12.70
008	BCAUT2	1988	12.70
009	BCADT3	1988	12.70
010	BETDT1	1988	12.70
011	BETDT2	1988	12.70
012	BETTT2	1994	12.70
013	BETTT4	1994	12.70
014	BETQT1	2002	12.70
015	BETCT1	2010	12.70
016	BHADT1	1969	12.70
017	BHADT2	1969	12.70
018	BHADT3	1969	12.70
019	BHADT4	1975	12.70

Fig. 3.17 – Carga do sistema por transformador.

No programa, foi necessária a inclusão de um critério de decisão, em situações de falha, em que o número de transformadores avariados no campo for superior a uma unidade. Nestes casos, a chegada de um transformador novo, mediante aquisição, é seguida de sua instalação no ponto avariado de maior carga.

3.3.3 Representação do Crescimento da Carga

A modelagem do crescimento da carga ao longo do período de análise foi implementada no novo modelo de simulação para permitir uma avaliação mais precisa dos indicadores de confiabilidade e dos custos de operação. As informações sobre aumentos de carga podem ser feitas, especificando-se o ano, o local e o valor do aumento em MW, ou ainda, especificando-se o ano e o percentual de aumento (para todos os pontos). A Fig. 3.18 ilustra a parte do acréscimo de carga no arquivo de entrada. De acordo com esta figura, em 2016 foram considerados três aumentos pontuais de carga: 2 MW no Ponto 1, 4 MW no Ponto 4 e 3 MW no Ponto 18.

Acréscimos na Carga		
Ano	Ponto	Acréscimo Mw/%
2016	1	2.00
2016	4	4.00
2016	18	3.00
9999		

Fig. 3.18 – Acréscimo de carga.

No programa, esta mudança exigiu a criação de uma matriz que contém a carga de cada ponto de transformação em cada ano do período de análise.

3.3.4 Expansão do Parque de Transformação

O crescimento do número de transformadores foi implementado no modelo de simulação para que ele possa ter a capacidade de representar a variação do número de transformadores em operação no campo, durante o período de análise. Essa característica é fundamental para a aplicação do programa de dimensionamento de estoques de transformadores em sistemas que se encontram em fase de expansão. Ao se especificar um horizonte de planejamento é possível que a metodologia proposta inclua as previsões de entrada de novas subestações.

Para considerar a entrada em operação de novos transformadores no sistema ao longo do período de análise de confiabilidade, é necessário informar ao programa os seguintes parâmetros: ano de inclusão do transformador no sistema; carga inicial do transformador e histogramas do tempo de vida do transformador atual e de seu reserva.

O formato do arquivo de entrada do programa teve de ser modificado em relação à versão anterior. Alguns detalhes são apresentados na Fig. 3.19. Durante o processo de leitura do arquivo de entrada, o programa verifica o ano de instalação de cada transformador. Se o ano de instalação informado para um transformador for “0000” ou simplesmente inferior ao ano inicial do período de análise, este transformador será considerado em operação no início do período. Caso contrário, o transformador será adicionado ao sistema no primeiro mês do ano de sua instalação.

```

=====
SMC- -> Entrada de Dados
=====

Descrição do Sistema
-----
Expansão_do_parque
-----

Arquivo de Saída
-----
dados.out
-----

Dados Gerais do Sistema
-----
Equip. no campo no início do período:    177
Equip. no campo no final do período:    180
Estoque pré-existente:                    0
Potência do transformador (MVA):        25.00
-----

Dados para a Simulação
-----
Ano atual (ex. 2011):                      2013
Mês atual (ex. 2):                          1
Ano final do planejamento (ex. 2018):    2022
Coefic. de variação beta da EENS (%):    5.00
-----

Transformadores Atuais
Local com 6 caracteres
-----
Pto  Local  Ano  Carga
      Local  Inst  Mw
-----
001  AFNUT3  1984  12.70
002  AFNUT4  1992  12.70
003  ARIDT1  2000  12.70
:
:
176  VGAUT2  1999  12.70
177  VCSXT2  1995  12.70
:
178  _____  2014  12.70
179  _____  2015  12.70
180  _____  2016  12.70
9999
-----

Histograma do Tempo de Vida Restante dos Transformadores Atuais (Dias)
-----
Pto  Lim.Inf  Largura  Probab  Probab  Probab  Probab  Probab
     C1s-01  Classe  C1s-01  C1s-02  C1s-03  C1s-04  C1s-05
-----
1    0        1384    0.003847  0.007001  0.018181  0.035952  0.069238
2    0        1529    0.004200  0.003436  0.004735  0.010080  0.026269
3    0        2184    0.005260  0.005463  0.005513  0.006651  0.016136
:
:
177  0        1584    0.003707  0.004265  0.003580  0.006322  0.016402
178  1        1912    0.004925  0.004075  0.004525  0.004325  0.005000
179  1        1912    0.004925  0.004075  0.004525  0.004325  0.005000
180  1        1912    0.004925  0.004075  0.004525  0.004325  0.005000
9999
-----

Histograma do Tempo de Vida Restante dos Transformadores Novos (Dias)
-----
Pto  Lim.Inf  Largura  Probab  Probab  Probab  Probab  Probab
     C1s-01  Classe  C1s-01  C1s-02  C1s-03  C1s-04  C1s-05
-----
1    1        1912    0.004925  0.004075  0.004525  0.004325  0.005000
2    1        1912    0.004925  0.004075  0.004525  0.004325  0.005000
3    13       2420    0.006325  0.005400  0.005725  0.006500  0.005600
:
:
177  1        1912    0.004925  0.004075  0.004525  0.004325  0.005000
178  1        1912    0.004925  0.004075  0.004525  0.004325  0.005000
179  1        1912    0.004925  0.004075  0.004525  0.004325  0.005000
180  1        1912    0.004925  0.004075  0.004525  0.004325  0.005000
9999
-----

```

Fig. 3.19 – Arquivo de entrada atual.

3.3.5 Modelo Final

A versão atual do programa de dimensionamento de estoque utilizado para análise de confiabilidade via simulação Monte Carlo e cálculo dos custos de uma determinada estratégia de composição do estoque, ao longo de um horizonte de tempo apresenta as seguintes características:

a) Histogramas de tempos de funcionamento de transformadores novos e usados.

O programa Arrhenius-Impactos é utilizado na determinação dos histogramas de tempos de vida restante dos transformadores atuais e novos, levando-se em conta o envelhecimento do material isolante provocado pela temperatura e a perda de vida causada pela ocorrência de curtos-circuitos na rede, descargas atmosféricas, etc.

b) Tempo de reposição modelado por funções contínuas

O tempo de reposição de transformadores pode ser modelado por uma função de distribuição normal, exponencial ou uniforme e é assumida a mesma distribuição para todos os transformadores.

c) Inclusões programadas no estoque

As inclusões programadas representam a formação do estoque ao longo dos anos do período de análise. Deve-se definir em que ano e qual a quantidade de transformadores irá compor a reserva técnica.

d) Cálculo dos custos de investimento e operação

Fornece os resultados do valor presente dos custos esperados para uma determinada estratégia de composição de estoque. Além do valor total do investimento, são apresentados os custos individuais do valor do investimento para aquisição do estoque planejado, o custo de interrupção e o custo de não faturamento.

e) Índices de Confiabilidade

Fornece tanto os valores dos indicadores de confiabilidade do período de analisado, como os valores anuais de algum dos indicadores durante o período analisado, tais como: frequência média de falha, indisponibilidade e a EENS. Para uma melhor visualização da variação desses valores, durante o período analisado, são fornecidas as curvas de cada um desses indicadores por ano.

f) Especificação de valores de carga individuais por transformador

Permite a especificação da carga a ser suprida por transformador, tornando a metodologia mais genérica e compatível com a modelagem dos tempos de vida restante, que considera o nível de carregamento e os impactos sofridos pelos equipamentos.

g) Especificação do crescimento da carga individual ou do sistema

O crescimento da carga pode ser individual, isto é, aumento da carga de apenas um transformador, ou pode haver um aumento de carga em todo o sistema. Para aumentos de cargas em pontos específicos, deve-se informar o ano em que ocorrerá este aumento, quais os transformadores terão acréscimo de carga e a quantidade de carga acrescentada em MW. Para aumentar a carga de todo o sistema, deve se especificar o ano que irá acontecer este acréscimo e o percentual de aumento.

h) Crescimento do número de transformadores no campo

Permite o aumento do número de transformadores no campo, representando o crescimento do sistema ao longo do período de análise. Se o ano de entrada em operação for especificado como zero, o programa irá entender que o transformador já está instalado antes do período de análise. Para anos futuros, entende-se que o transformador entra em operação sempre no primeiro dia do ano.

i) Reposição automática do estoque (opcional)

Na versão atual do programa, optou-se por permitir ao usuário informar se deseja ou não habilitar a reposição automática. Caso seja habilitada, a ocorrência de uma falha de transformador no campo inicia automaticamente o processo de aquisição de um novo equipamento. No entanto, se a reposição automática for desabilitada, a estratégia estabelecida para a composição do estoque deve contemplar, além de inclusões de reforços na reserva técnica, equipamentos para a substituição de transformadores avariados no campo durante o período de análise.

A reposição automática do estoque permite a aquisição de um transformador mais rapidamente, visando à manutenção do número especificado de transformadores reservas. Entretanto, ao desabilitar a reposição automática, o planejador do sistema tem total autonomia para administrar a reserva técnica e definir quando e como adicionar novos transformadores ao sistema.

O modelo de simulação proposto para dimensionamento de estoque é uma ferramenta bastante robusta que pode ser aplicada a diversos sistemas (com diferentes números de transforma-

dores no campo ou no estoque; subestação em expansão, isto é, aumento do número de transformadores; crescimento da carga do sistema), para planejamento de estoque em diferentes períodos. No entanto, nesta metodologia, é necessária uma predefinição da reserva técnica, em que, a partir dos valores informados no arquivo de entrada “inclusões programadas do estoque”, o programa é capaz de calcular os índices de confiabilidade e os custos (de investimento e operação). Para cada novo valor predefinido da reserva técnica, o programa fornecerá os índices de desempenho e os custos. Após algumas simulações é possível definir quais das alternativas apresentam uma melhor opção (menor custo).

Dentro deste contexto, pode se dizer que o algoritmo desenvolvido auxilia na determinação do estoque, buscando como melhor solução, a opção que apresenta o menor custo com índices de confiabilidade aceitáveis. A seguir, serão apresentadas aplicações do modelo proposto em um sistema real.

3.4 APLICAÇÃO EM UM SISTEMA REAL

3.4.1 Características do Sistema

Seja o parque de transformadores de 138–13,8 kV, com potência de 25 MVA, instalados nas subestações de uma distribuidora brasileira (CEMIG). As figuras 3.20, 3.21 e 3.22 apresentam os dados do sistema descrito no arquivo de entrada. Na Fig. 3.20, verifica-se que o parque é constituído por 177 transformadores e o período analisado é de 2013 a 2022 (dez anos). A Fig. 3.21 mostra a carga disponível por transformador e a Fig. 3.22 apresenta os valores numéricos da distribuição de probabilidade do tempo de vida dos transformadores atuais e novos.

A Fig. 3.23 ilustra o histograma do tempo de vida restante do transformador 1 (Pto 1) em operação (instalado em 1984).

```

=====
SISTEMA CEMIG
=====

Dados Gerais do Sistema
-----
Equip. no campo no início do período:      177
Equip. no campo no final do período:      177
Estoque pré-existente:                      0
Potência do transformador (MVA):          25.00
-----

Dados Econômicos
-----
Custo da energia (R$/Mwh):                 204.60
Custo de interrupção (R$/Mwh):            1500.00
Taxa de desconto da empresa (%aa):        12.00
-----

Dados para a Simulação
-----
Ano atual (ex. 2011):                      2013
Mês atual (ex. 2):                          1
Ano final do planejamento (ex. 2018):      2022
Coefic. de variação beta da EENS (%):      3.00
-----
    
```

Fig. 3.20 – Informações do sistema.

```

-----

Transformadores Atuais
-----
Pto   Local   Ano   Carga
      Inst   MW
-----
001   AFNUT3   1984  12.70
002   AFNUT4   1992  12.70
003   ARIDT1   2000  12.70
004   ARIDT3   2000  12.70
005   AXAUT1   1978  12.70

:
:
.

170   ULAET1   1995  12.70
171   XXXXT5   1992  12.70
172   UINCT1   2005  12.70
173   UGFT11   1981  12.70
174   VGAUT1   1986  12.70
175   VGAUT2   1985  12.70
176   VGAUT2   1999  12.70
177   VCSXT2   1995  12.70
9999
-----
    
```

Fig. 3.21 – Informações da carga.

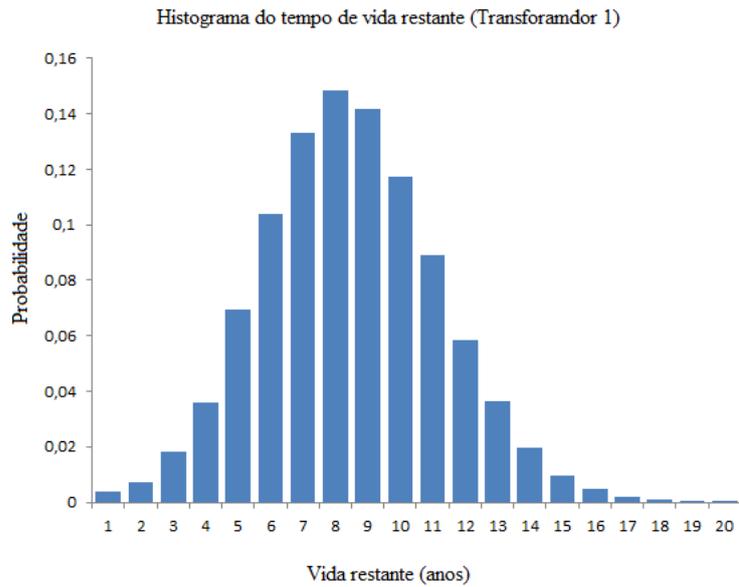


Fig. 3.23 – Histograma do tempo de vida restante do transformado 1 (atual).

Dado um planejamento inicial do estoque, conforme descrito na Tabela 3.5, para três casos diferentes, pretende-se definir qual a melhor opção de número de transformadores para compor o estoque em um período de planejamento de dez anos.

TABELA 3.5 – OPÇÕES PARA ANÁLISE

CASO 1: 4 unidades no ANO1 (2013)	<p>Inclusões Programadas no Estoque</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Ano</th> <th>Mês</th> <th>Unid</th> <th>Valor Futuro R\$/Unid</th> <th>Amortização Meses</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2013</td> <td>1</td> <td>4</td> <td>1700000.00</td> <td>420</td> </tr> <tr> <td>9999</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Ano	Mês	Unid	Valor Futuro R\$/Unid	Amortização Meses	2013	1	4	1700000.00	420	9999				
Ano	Mês	Unid	Valor Futuro R\$/Unid	Amortização Meses												
2013	1	4	1700000.00	420												
9999																
CASO 2: 6 unidades no ANO1 (2013)	<p>Inclusões Programadas no Estoque</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Ano</th> <th>Mês</th> <th>Unid</th> <th>Valor Futuro R\$/Unid</th> <th>Amortizaçãc Meses</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2013</td> <td>1</td> <td>6</td> <td>1700000.00</td> <td>420</td> </tr> <tr> <td>9999</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Ano	Mês	Unid	Valor Futuro R\$/Unid	Amortizaçãc Meses	2013	1	6	1700000.00	420	9999				
Ano	Mês	Unid	Valor Futuro R\$/Unid	Amortizaçãc Meses												
2013	1	6	1700000.00	420												
9999																
CASO 3: 8 unidades no ANO1 (2013)	<p>Inclusões Programadas no Estoque</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Ano</th> <th>Mês</th> <th>Unid</th> <th>Valor Futuro R\$/Unid</th> <th>Amortização Meses</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2013</td> <td>1</td> <td>8</td> <td>1700000.00</td> <td>420</td> </tr> <tr> <td>9999</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Ano	Mês	Unid	Valor Futuro R\$/Unid	Amortização Meses	2013	1	8	1700000.00	420	9999				
Ano	Mês	Unid	Valor Futuro R\$/Unid	Amortização Meses												
2013	1	8	1700000.00	420												
9999																

Após simular os casos 1, 2 e 3, foram obtidos os resultados dos índices de desempenho e dos custos para aquisição das unidades, propostas em cada caso, apresentados nas Tabelas 3.6 e 3.7, respectivamente.

TABELA 3.6 – ÍNDICE DE CONFIABILIDADE

Índices de Desempenho	CASO 1	CASO 2	CASO 3
Confiabilidade	0,597500	0,965221	0,998620
Disponibilidade	0,983690	0,999275	0,999979
Indisponibilidade (h/per.)	1428,73	63,50	1,88
Frequência média de falha (f/per.)	0,6240	0,0430	0,0016
Duração média das falhas (dias)	95,40	61,54	48,04
EENS (MWh/per.)	24.425,87	977,67	27,13
EPNS (MW)	0,2788	0,0112	0,0003

TABELA 3.7 – CUSTOS ESPERADOS

Custos Esperados	CASO 1	CASO 2	CASO 3
Investimento (R\$)	4.699.590	7.049.390	9.399.180
Interrupção (R\$)	36.638.810	1.466.500	40.700
Não-Faturamento (R\$)	4.997.530	200.030	5.550
Total (R\$)	46.335.930	8.715.920	9.445.430

Das Tabelas 3.6 e 3.7, conclui-se que, para um período de planejamento de dez anos, o Caso 1, que sugere a aquisição de apenas quatro transformadores para compor o estoque, apresenta uma indisponibilidade do sistema elevada, com um índice de EENS de 24.425,87 MWh neste período. Este índice impactou diretamente o custo total, devido ao alto valor dos custos operacionais do sistema para esta situação.

O Caso 3, com oito transformadores para composição do estoque, mostrou ser um sistema confiável, com um baixo índice de indisponibilidade no período. No entanto, a aquisição desta quantidade de transformadores, no primeiro ano do período analisado, requer um alto custo de investimento.

Comparando o Caso 2, com os casos mencionados anteriormente, verifica-se que ele apresentou o menor custo total, o que torna esta opção de planejamento a melhor solução encontrada até o momento da análise. No entanto, o sistema possui uma indisponibilidade de 63,5 horas e uma EENS de 977,67 MWh no período de dez anos. A Fig. 3.24 ilustra o gráfico da indisponibilidade. Nesta figura, observa que a partir do ano 2018, as indisponibilidades de todos os

anos são superiores à média anual do período. A Tabela 3.8 apresenta os índices de indisponibilidade para cada ano do período de análise.

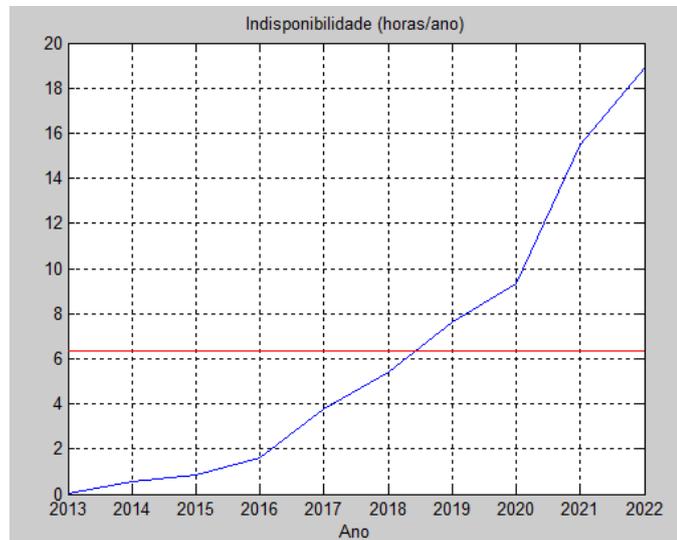


Fig. 3.24 – Indisponibilidade do sistema.

TABELA 3.8 – INDICADORES PARA CADA ANO DO PERÍODO DE ANÁLISE

Ano\Índices	Freq. (f/ano)	Indisp. (h/ano)	EENS (MWh/ano)
1/2013 a 12/2013	0,0001	0,04	0,51
1/2014 a 12/2014	0,0004	0,53	7,24
1/2015 a 12/2015	0,0004	0,84	12,75
1/2016 a 12/2016	0,0014	1,58	23,55
1/2017 a 12/2017	0,0031	3,76	54,48
1/2018 a 12/2018	0,0040	5,42	76,85
1/2019 a 12/2019	0,0052	7,60	113,91
1/2020 a 12/2020	0,0070	9,32	139,26
1/2021 a 12/2021	0,0093	15,47	254,71
1/2022 a 12/2022	0,0120	18,94	294,41
Totais do período	0,0430	63,50	977,67

Adicionando-se, por exemplo, dois novos transformadores reservas em 2018, como ilustrado na Fig. 3.25, obtêm-se (nas Tabelas 3.9 e 3.10) os resultados de confiabilidade e custo do sistema em uma nova condição, denominada Caso 4.

Inclusões Programadas no Estoque				
Ano	Mês	Unid	Valor Futuro R\$/Unid	Amortização Meses
2013	1	6	1700000.00	420
2018	1	2	1700000.00	420
9999				

Fig. 3.25 – Caso 4.

TABELA 3.9 – INDICADORES DE CONFIABILIDADE

Índices de Desempenho	CASO 2	CASO 4
Confiabilidade	0,965221	0,994100
Disponibilidade	0,999275	0,999892
Indisponibilidade (h/per.)	63,50	9,47
Frequência média de falha (f/per.)	0,0430	0,0070
Duração média das falhas (dias)	61,54	56,42
EENS (MWh/per.)	977,67	137,16
EPNS (MW)	0,0112	0,0016

TABELA 3.10 – CUSTOS ESPERADOS

Custos Esperados	CASO 2	CASO 4
Investimento (R\$)	7.049.390	7.900.040
Interrupção (R\$)	1.466.500	205.740
Não-Faturamento (R\$)	200.030	28.060
Total (R\$)	8.715.920	8.133.840

Os resultados obtidos na simulação do Caso 4 demonstram a melhora do desempenho do sistema em relação ao Caso 2. Nesta situação a indisponibilidade do sistema é de apenas 9,47 horas e a EENS é de 137 MWh no período de dez anos. Observando os resultados dos custos, verifica-se que, apesar do acréscimo de mais duas unidades, o custo total diminuiu, uma vez que o acréscimo destas duas unidades também reduz o custo de operação do sistema.

Para esta aplicação, considerou-se a hipótese de substituição instantânea do transformador avariado por um reserva. Isto deve-se ao fato que, em condição de falha, a carga não é interrompida durante todo o período de instalação do transformador reserva. Nesta situação o sistema é temporariamente alimentado por uma subestação/transformador móvel ou transferido através de reconfigurações da rede.

Das 177 subestações do sistema em questão apenas dez são relativamente isoladas a partir do ponto de vista geográfico-elétrico, e, portanto, não têm opção de transferir sua carga para subestações vizinhas. Outra informação relevante é que o tempo médio para enviar o transformador/subestação móvel e conectá-lo à subestação de distribuição é de aproximadamente 8 horas. A fim de medir adequadamente essa condição, foi incluído ao programa de simulação a instalação de subestação móvel, levando em consideração a energia não suprida durante o período de instalação da unidade móvel e seu respectivo custo.

As quantidades correspondentes de energia não fornecidas são: 19,38 (Caso 1), 18,49 (Caso 2), 18,48 (Caso 3) e 18,47 (Caso 4), todos os valores em MWh/período e tolerância simulação $\beta \leq 3\%$. Note-se que estes valores são muito baixos em comparação aos apresentados nas Tabelas 3.6 e 3.9, principalmente devido ao fato de que poucos transformadores entre os 177 nesta classe precisem deste apoio, e, também, pelo fato das unidades móveis estarem bem localizadas em relação a essas subestações. Portanto, a quantidade de energia não suprida não está sendo subestimada quando se pressupõe a reposição instantânea.

O custo associado com as subestações móveis pode ser calculado como: $19,38 \times (204,6 + 1500,00) = \text{R\$ } 33.035,15$ (Caso 1) e estão descritos na Tabela 3.11.

TABELA 3.11– CUSTOS ESPERADOS COM A CONSIDERAÇÃO DOS TEMPOS DE INSTALAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES MÓVEIS

Custos Esperados	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4
Investimento (R\$)	4.699.590	7.049.390	9.399.180	7.900.040
Interrupção (R\$)	36.638.810	1.466.500	40.700	205.740
Não-Faturamento (R\$)	4.997.530	200.030	5.550	28.060
Total (R\$)	46.335.930	8.715.920	9.445.430	8.133.840
Inst. Móveis (R\$)	33.035	31.518	31.501	31.484
Soma final (R\$)	46.368.965	8.747.438	9.476.931	8.165.324

3.4.2 Representação da Expansão do Parque de Transformadores

Nesta aplicação, admite-se, por exemplo, a expansão do parque de transformação em uma unidade por ano, totalizando nove inclusões no período considerado. Também haverá um acréscimo de cinco por cento da carga em cada transformador a partir de 2014. O Caso 5, ilus-

trado na Fig. 3.26, mostra que em 2018 pretende-se incluir três novos transformadores reservas ao estoque inicial de seis unidades.

Inclusões Programadas no Estoque				
Ano	Mês	Unid	Valor Futuro R\$/Unid	Amortização Meses
2013	1	6	1700000.00	420
2018	1	3	1700000.00	420
9999				

Fig. 3.26 – Caso 5.

Note que, o aumento do número de transformadores e crescimento da carga resultou no acréscimo de mais uma unidade no ano 2018, comparado ao Caso 4. Os resultados da simulação estão apresentados nas Tabelas 3.12 e 3.13.

TABELA 3.12 – INDICADORES DE CONFIABILIDADE

Índices de Desempenho	CASO 5
Confiabilidade	0,994888
Disponibilidade	0,999914
Indisponibilidade (h/per.)	7,53
Frequência média de falha (f/per.)	0,0058
Duração média das falhas (dias)	53,73
EENS (MWh/per.)	128,65
EPNS (MW)	0,0015

TABELA 3.13 – CUSTOS ESPERADOS

Custos Esperados	CASO 5
Investimento (R\$)	8.325.360
Interrupção (R\$)	192.980
Não-Faturamento (R\$)	26.320
Total (R\$)	8.544.660

Pelos casos simulados acima, pode se concluir que o modelo proposto é uma ferramenta com capacidade de auxiliar no dimensionamento do estoque e que quanto maior o número de opções simulados, maior a possibilidade de obter um resultado satisfatório no que se refere à obtenção do menor custo para aquisição dos transformadores reservas.

3.4.3 Influência da Reposição Automática

Nos casos, visto até aqui, foi considerada a reposição automática do sistema, ou seja, o processo de aquisição de um novo transformador inicia automaticamente na ocorrência de uma falha de um transformador no campo. Nesta aplicação, será verificado o número de reservas técnica, sem reposição automática do estoque.

A Fig. 3.27 ilustra algumas opções de inclusões programadas no estoque para o Caso 6, em que foi desabilitada a reposição automática. Os resultados da simulação estão apresentados nas Tabelas 3.14 e 3.15.

Inclusões Programadas no Estoque					
Ano	Mês	Unid	Valor Futuro	Amortização	
			R\$/Unid	Meses	
2013	1	21	1700000.00	420	
9999					

a)

Inclusões Programadas no Estoque					
Ano	Mês	Unid	Valor Futuro	Amortização	
			R\$/Unid	Meses	
2013	1	22	1700000.00	420	
9999					

b)

Inclusões Programadas no Estoque					
Ano	Mês	Unid	Valor Futuro	Amortização	
			R\$/Unid	Meses	
2013	1	23	1700000.00	420	
9999					

c)

Fig. 3.27 – Caso 6: opções a, b e c.

O Caso 6 ilustra uma situação em que não são consideradas reposições automáticas do estoque, onde cabe ao planejador a tarefa de estabelecer antecipadamente todas as aquisições de transformadores a serem feitas durante o período. Para um planejamento em que se deseja adquirir todas as unidades no primeiro ano, verifica que a opção com vinte e dois transformadores (Caso 6b) foi a que apresentou um menor custo total. Como resultado, foram incluídos ao sistema vinte e dois transformadores para o período de dez anos de planejamento. No Caso 4, o número médio de reposições automáticas foi de quinze transformadores no período, o que dá um total de vinte e três transformadores ao longo dos dez anos, similar ao Caso 6.

TABELA 3.14 – INDICADORES DE CONFIABILIDADE

Índices de Desempenho	Caso 6 (a)	Caso 6 (b)	Caso 6 (c)
Confiabilidade	0,985574	0,993701	0,997390
Disponibilidade	0,999242	0,999708	0,999884
Indisponibilidade (h/per.)	66,37	25,61	10,16
Frequência média de falha (f/per.)	0,0144	0,0063	0,0026
Duração média das falhas (dias)	191,71	169,37	162,23
EENS (MWh/per.)	1383,70	506,69	198,74
EPNS (MW)	0,0158	0,0058	0,0023

TABELA 3.15 – CUSTOS ESPERADOS

Custo Esperados	Caso 6 (a)	Caso 6 (b)	Caso 6 (c)
Investimento (R\$)	24.672.850	25.847.750	27.022.640
Interrupção (R\$)	2.075.560	760.030	298.100
Não-Faturamento (R\$)	283.110	103.670	40.660
Total (R\$)	27.031.510	26.711.440	27.361.410

Vale ainda ressaltar que é possível obter um melhor resultado simulando novas composições de estoque em que os transformadores serão adquiridos ao longo do período analisado e não mais no primeiro ano de análise. Ao postergar os investimentos, é possível reduzir o custo total. Esta aplicação não abordará novas simulações, na tentativa de encontrar o ótimo, porque ela tem apenas o interesse de demonstrar os recursos disponíveis no programa.

3.5 CONCLUSÕES

Este capítulo apresentou a metodologia baseada em simulação Monte Carlo cronológica desenvolvida para auxiliar o planejador no dimensionamento de reserva técnica de transformadores de subestações.

O programa computacional, escrito em linguagem MATLAB, permite o cálculo de diversos índices de confiabilidade, que podem ser expressos, inclusive, por ano do período de análise. Os desenvolvimentos realizados no programa computacional foram importantes para possibilitar a determinação de custos associados a cada possível alternativa de composição dos estoques ao longo do período de planejamento.

A inclusão do cálculo dos custos de investimento e operação é importante para a otimização da reserva técnica, sobretudo, considerando a capacidade da metodologia em adicionar reforços ao estoque de forma escalonada no período de planejamento. O conhecimento dos custos esperados é fundamental para a escolha da melhor estratégia de formação do estoque, dentre um conjunto de alternativas possíveis.

A representação da carga por transformador e a modelagem do seu crescimento durante o período de análise visam aprimorar o cálculo dos índices relacionados à perda de energia e dos custos de interrupção e não faturamento. A capacidade de admitir a variação do número de transformadores em operação no campo durante o período de análise representa mais adequadamente a expansão do sistema ao longo dos anos em que se pretende planejar a composição do estoque de transformadores. As alterações na metodologia de sorteio dos tempos foram propostas visando à compatibilidade com o algoritmo Arrhenius-Impactos, que fornece os histogramas para os tempos de vida dos transformadores, de forma a considerar o efeito do envelhecimento dos equipamentos sobre seus tempos de vida restantes.

Um grande número de simulações foi realizado para verificar a validade do modelo proposto, permitindo avaliar o comportamento dos índices de confiabilidade de cada ano do período de análise. No entanto, nesta metodologia, é necessária uma predefinição da reserva técnica, em que, a partir dos valores informados no arquivo de entrada “inclusões programadas do estoque”, o programa é capaz de calcular os índices de confiabilidade e os custos (de investimento e operação). Para cada novo valor predefinido da reserva técnica, o programa fornecerá os índices de desempenho e os custos. Após algumas simulações é possível definir quais das alternativas representam as melhores opções (por exemplo, com menores custos). A impossibilidade de testar infinitos valores pode não, necessariamente, atingir o melhor resultado. Em suma, a simulação não gera a solução ótima, apenas faz comparação das alternativas resultantes.

Com o objetivo de aprimorar esse modelo de simulação, no próximo capítulo será apresentado, um modelo de otimização baseada em técnicas metaheurísticas para a determinação de uma estratégia ótima para a composição da reserva técnica, definindo o momento e a quantidade adequada de equipamentos a serem adicionados ao estoque. No capítulo seguinte será também discutido o desempenho computacional do algoritmo proposto, já encapsulado no modelo de otimização.

CAPÍTULO 4

MODELOS PARA OTIMIZAÇÃO DE ESTOQUES

4.1 INTRODUÇÃO

ESTE capítulo tem por finalidade empregar técnicas de otimização no algoritmo de simulação Monte Carlo cronológica descrito no Capítulo 3, para determinar o dimensionamento ótimo para a composição da reserva de transformadores, definindo o momento e a quantidade adequada de equipamentos a serem adicionados ao estoque.

Na interação entre simulação e otimização, a última deve ser vista como uma ferramenta complementar à simulação. Neste processo, a otimização fornece as variáveis de uma possível solução (*inputs*) à simulação; esta, após todo o processo de simulação, fornece respostas (*outputs*) para a situação proposta, que retornam à otimização. A otimização gera novas variáveis que serão novamente testadas pela simulação [F02]. Este ciclo é repetido até sua parada, definida de acordo com o método de otimização utilizado.

O modelo de otimização proposto é baseado em técnicas metaheurísticas. A seguir, será apresentada uma revisão dos conceitos de algumas metaheurísticas existentes na literatura. Várias técnicas metaheurísticas têm sido empregadas para resolver problemas complexos, com características dinâmicas e estocásticas. Dentre essas técnicas podem ser citadas: a Busca Tabu (TS - *Tabu Search*), os Algoritmos Genéticos (GA - *Genetic Algorithms*), as Estratégias de Evolução (ES - *Evolution Strategies*), a Evolução Diferencial (DE - *Differential Evolution*), os Sistemas Imunológicos Artificiais (AIS - *Artificial Immune System*), a Otimização por Colônia de Formiga (ACO - *Ant Colony Optimization*) e a Otimização por Enxame de Partículas (PSO - *Particle Swarm Optimization*).

Na execução da otimização é gerado um vetor de variáveis de decisões, representada pela quantidade de transformadores que irão compor o estoque, na busca da solução ótima. Como não é possível avaliar todas as combinações de variáveis, devido ao grande número de variáveis e combinações, fez-se uso de algumas heurísticas que será detalhado neste capítulo.

Inicialmente, o algoritmo de otimização proposto utiliza a metaheurística ES, cujo desenvolvimento é descrito passo a passo e são apresentados os resultados obtidos ao aplicar a ferra-

menta no sistema exemplo, para o planejamento de dimensionamento de estoque de dez anos. Posteriormente o mesmo problema é implementado utilizando a metaheurística DE.

4.2 TÉCNICAS DE OTIMIZAÇÃO BASEADAS EM METAHEURÍSTICAS

As metaheurísticas, em geral, são aplicadas para resolver problemas de otimização muito complexos, onde uma solução ótima não é necessariamente o objetivo, mas sim um conjunto de boas soluções. Os modelos baseados em metaheurísticas utilizam técnicas de otimização que realizam um processo de geração, avaliação e seleção de alternativas para a solução do problema. O processo de otimização pode utilizar estratégias que procuram evitar o aprisionamento em vales da função objetivo e, conseqüentemente, reduzir o risco de obtenção de ótimos locais.

As metaheurísticas podem ser classificadas em dois grupos: Algoritmos Evolucionários (GA, ES, DE e AIS) e Inteligência de Enxames (PSO e ACO). Além desses, existem outros modelos de otimização que não compartilham as características dos grupos mencionados e, portanto, devem ser classificados separadamente, como a TS.

A seguir, serão apresentados os conceitos das principais técnicas metaheurísticas [S07], [R11], [LRHM11] e [LSMRRS08]. Para cada uma destas técnicas existe uma extensa gama de variações para os modelos, procedimentos e parâmetros utilizados.

4.2.1 Algoritmos Evolucionários

Algoritmos Evolucionários correspondem a um subconjunto da Computação Evolucionária que utiliza mecanismos baseados no processo de evolução natural (reprodução, mutação, recombinação ou cruzamento e seleção). Nestes algoritmos, as soluções são modificadas ao longo da evolução das gerações. Atualmente, existem muitas variedades de EA, podendo ser citados: GA, ES, DE e AIS.

Algoritmos Genéticos (Genetic Algorithms – GA)

Os Algoritmos Genéticos (GA – Genetic Algorithms) são baseados no processo natural de evolução das espécies. Dada uma população, os indivíduos com características genéticas melhores têm mais chances de sobreviver e produzir filhos cada vez mais aptos. Os indivíduos menos aptos tendem a desaparecer [G89a].

Para simular este processo natural, os GA utilizam três mecanismos básicos de reprodução: seleção, cruzamento e mutação [GMR98]. Estes mecanismos são aplicados sobre as populações, que são geradas com a finalidade de explorar o espaço de busca e encontrar as melhores soluções para o problema.

Para tornar possível esta analogia, cada indivíduo da população, representado por um cromossomo, é associado a uma solução do problema. Então, cada gene de um cromossomo (indivíduo) representa uma componente da solução.

a) Seleção: Durante a etapa de seleção o GA escolherá os progenitores, isto é, os indivíduos da população atual que criarão os descendentes para a próxima geração, permitindo que estes indivíduos possam passar as suas características às próximas gerações.

b) Cruzamento: A fase de cruzamento produz, através de “reprodução”, a troca de genes entre pares de cromossomos selecionados para dar origem a dois novos indivíduos que formarão a população da próxima geração. A operação de cruzamento permite a propagação das características dos indivíduos mais aptos de uma população para as gerações descendentes.

c) Mutação: A mutação é o mecanismo que permite a introdução e manutenção da diversidade genética na população. Ela trabalha alterando arbitrariamente genes dos novos indivíduos obtidos na etapa de cruzamento. Para a codificação binária, a mutação consiste na inversão do valor do gene (de 0 para 1 ou de 1 para 0). Já para a codificação inteira, a mutação de um gene consiste na adição ou subtração da unidade ao seu valor.

Estratégias de Evolução (Evolution Strategy – ES)

Esta metaheurística não necessita de um processo de codificação/decodificação (geralmente necessário no GA), uma vez que sua representação é baseada em variáveis reais do problema. A ES procura a solução ótima de um problema, por meio da evolução de uma população (conjunto de soluções possíveis). A cada geração, ou iteração, as sequências (indivíduos) sofrem mutações e são avaliadas pela função objetivo do problema e os melhores indivíduos são selecionados para serem os progenitores da próxima geração.

Como em cada geração os melhores indivíduos são selecionados e procriados, espera-se que as futuras gerações sejam indivíduos com bons desempenhos, e conseqüentemente, os melhores indivíduos são selecionados como solução do problema. Geralmente, os mecanismos de seleção e mutação são utilizados para simular o processo evolutivo das ES.

a) Seleção: As versões de ES derivam do modelo $(\mu, \kappa, \lambda, \rho)$ ES cujos parâmetros são: μ – número total de progenitores numa geração; κ – número de ciclos reprodutivos de um indivíduo; λ – número total de descendentes criados numa geração; ρ – número de progenitores de um indivíduo [S75]. Neste trabalho é utilizado o modelo $(\mu+\lambda)$ ES, em que os novos μ progenitores são selecionados do conjunto $\mu+\lambda$, garantindo que os indivíduos da geração futura nunca serão piores que os seus progenitores.

b) Clonagem: A clonagem da população é feita gerando-se cópias idênticas de cada indivíduo da população.

c) Mutação: A mutação permite gerar diversidade nas populações, garantindo que diferentes regiões, dentro do espaço de busca, sejam exploradas. Nas ES a mutação consiste em adicionar a cada componente do indivíduo (gene) uma perturbação normalmente distribuída.

$$\tilde{X} = X^k + \sigma \times Z. \quad (4.1)$$

Sendo,

$$Z = [N_1(0,1), \dots, N_i(0,1), \dots, N_{ng}(0,1)]. \quad (4.2)$$

Em que \tilde{X} representa um novo indivíduo, o qual é obtido através da mutação de X^k ; σ é a amplitude de mutação; N_i corresponde a uma distribuição normal com média zero e variância unitária.

Evolução Diferencial (Differential Evolution – DE)

Esta técnica foi primeiramente proposta por Storn e Price em 1995 [SP95] e diferente das técnicas GA e ES que seguem uma função de distribuição de probabilidades para produzir uma perturbação, a DE se baseia em diferenças ponderadas de indivíduos selecionados aleatoriamente, isto é, consiste de combinações aritméticas entre os indivíduos.

Basicamente, a cada geração, esta ferramenta aplica dois operadores, mutação e cruzamento, produzindo novos indivíduos. Então, o operador de seleção compara cada novo indivíduo com o correspondente da população anterior e o melhor entre eles é selecionado como membro da população na próxima geração.

a) Mutação: Tem por objetivo permitir uma maior abrangência na avaliação do espaço de busca, e conseqüentemente, uma maior diversidade. Esta diversidade é obtida através de combinações entre seus próprios indivíduos que constituem sua população. Há, no entanto, inúmeras regras de combinação de indivíduos. Pode-se dizer também que quanto maior o número de indivíduos selecionados aleatoriamente, maior será a diversidade proporcionada à busca e maior a capacidade de evitar aprisionamento em ótimos locais. Como desvantagem, a metaheurística terá uma maior dificuldade de convergência e pior desempenho computacional.

b) Cruzamento: Tem o propósito de aumentar a diversidade entre os indivíduos mutantes, através da combinação dos genes dos indivíduos mutantes aos genes dos indivíduos da população progenitora.

c) Seleção: Tem a função de escolher os indivíduos que irão compor a população na próxima geração. A comparação deve ser feita entre cada um dos indivíduos resultantes das operações de mutação e cruzamento com seus respectivos indivíduos da população progenitora.

Sistemas Imunológicos Artificiais (Artificial Immune Systems – AIS)

A metaheurística AIS é baseada na resposta do sistema imunológico dos seres vivos à presença de um estímulo nocivo ao organismo conhecido por antígeno. Possui as principais características baseadas na teoria de evolução de Charles Darwin: diversidade de repertório, variação genética e seleção natural [CZ02], [HLB12].

A seleção clonal é um processo evolucionário natural em sistemas imunológicos, onde aqueles anticorpos que reconhecem os antígenos invasores são selecionados para a proliferação através de clonagens. Após um período de maturação, os que possuem maior afinidade aos antígenos são escolhidos.

Posteriormente, se o sistema imunológico é estimulado por antígenos semelhantes, estes anticorpos se proliferam proporcionando uma resposta mais rápida do organismo e tornando o sistema imunológico mais eficiente a cada infecção. Ao contrário dos anticorpos mais adaptados, aqueles de menor afinidade são geralmente eliminados e em substituição, novos anticorpos são criados.

A seguir, são apresentados os operadores de reprodução, maturação, seleção e “*receptor editing*”, usados por esta ferramenta.

a) **Reprodução:** Este operador tem como objetivo clonar os anticorpos que possuem maior afinidade em relação ao antígeno selecionado. Quanto maior a afinidade de um anticorpo, maior será o número de clones gerados por ele. Como resultado, ao aplicar o processo de maturação, pode-se obter uma maior varredura do espaço do problema.

b) **Maturação:** Este operador tem como finalidade aumentar a diversidade da população de clones e permitir que o processo de busca tenha uma melhoria na qualidade dos anticorpos após cada geração.

c) **Seleção e “Receptor Editing”:** Realizado o processo de maturação dos anticorpos, os operadores de seleção e “receptor editing” devem escolher aqueles que irão compor a população da próxima geração. Somente o melhor anticorpo de cada grupo é selecionado, todos os demais são descartados.

4.2.2 Inteligência de Enxames

Inteligência de Enxames é um tipo de inteligência artificial baseada no comportamento coletivo de agentes organizados. As metaheurísticas incluídas nesse grupo, PSO e ACO são tipicamente compostas por uma população de simples agentes que interagem localmente entre si e com o ambiente. Embora os agentes sigam regras bastante simples e não exista qualquer estrutura de controle responsável por guiar suas decisões, é observado o surgimento de um comportamento global inteligente, desconhecido dos agentes individualmente.

Otimização por Enxame de Partículas (Particle Swarm Optimization – PSO)

O método de Otimização por Enxame de Partículas é uma técnica de computação evolucionária, introduzida por Kennedy e Eberhart [KE95] e é baseada no comportamento de voo de bando de pássaros. Embora cada pássaro aparentemente se movimente de forma independente, observa-se a existência de alguma forma de informação, que é compartilhada entre os membros do bando.

Esta técnica utiliza uma população de indivíduos, também denominados por partículas, com uma população inicial distribuída aleatoriamente no espaço de soluções. Busca-se, então, o valor ótimo de uma função de adaptação pela atualização da população. Este processo é realizado através do número de gerações. Cada população nova é gerada a partir da população antiga, com um conjunto simples de regras que possuem elementos estocásticos.

A cada iteração do processo de otimização, as posições das partículas são atualizadas a partir da atualização de suas velocidades.

O modelo básico do algoritmo PSO consiste de um enxame de m partículas movendo-se em um espaço de busca n -dimensional, onde cada ponto é um ótimo global em potencial da função $f(x)$ sobre um dado domínio D . A posição de cada partícula é dependente do tempo, sendo denotada por:

$$x^j(t) = [x_1^j(t), x_2^j(t), \dots, x_i^j(t), \dots, x_n^j(t)]. \quad (4.3)$$

Em que j é o número da partícula, podendo assumir valores de $1, \dots, m$; n é o número de componentes do vetor de posição da partícula e t é o tempo (gerações).

De maneira similar, cada partícula tem uma velocidade denotada $v^j(t)$. Por convenção, as posições das partículas são atualizadas com um intervalo de tempo $\Delta t = 1$, para que as gerações $1, 2, 3, \dots, t$ correspondam aos tempos $1, 2, 3, \dots, t$. Portanto, cada partícula tem uma trajetória, o que pode ser entendido como se as partículas voassem sobre o espaço de busca.

A velocidade da partícula também é atualizada a cada intervalo de tempo, e pode ser obtida pela equação.

$$\begin{aligned} x^{j+1} &= x^j + v^{j+1} \\ v^{j+1} &= wv^j + c_1r_1(p^j - x^j) + c_2r_2(g - x^j). \end{aligned} \quad (4.4)$$

A nova velocidade pode ser vista como a soma de três termos, multiplicados pelas constantes w , c_1 e c_2 , respectivamente. Os tamanhos relativos desses termos determinam suas contribuições na nova velocidade da partícula, e conseqüentemente, na direção da busca.

As partículas podem ser representadas por duas classes de parâmetros: os parâmetros objetos, que são as variáveis do problema; e os parâmetros estratégicos, que são os pesos de cada termo dados pelas constantes w , c_1 e c_2 .

Otimização por Colônia de Formigas (Ant Colony Optimization – ACO)

A metaheurística ACO também faz parte do grupo SI, uma vez que as formigas se comunicam através de rastros de feromônio depositados no solo, na tentativa de encontrar o menor caminho entre seu ninho e uma fonte de alimentos. Através desta realimentação positiva de infor-

mações, com o tempo, a probabilidade de uma formiga escolher um determinado caminho aumenta em proporção ao número de formigas que anteriormente fizeram a mesma escolha. Este processo ocasiona um crescimento mais acelerado da quantidade de feromônio sobre o caminho mais curto. Esta tem sido a principal inspiração para a aplicação de colônia de formigas em diversos problemas de otimização.

Embora formigas reais não tenham memória associada aos caminhos percorridos, esta informação é essencial em algoritmos ACO. Ela permite construir um conjunto de sequências que satisfaça às restrições do problema [LRMR10].

Incluir alguma busca local pode ser interessante para melhorar o desempenho da metaheurística ACO de modo a auxiliar sua busca. A profundidade da busca é limitada para não aumentar demasiadamente o número de combinações a serem analisadas. Além disso, ao restringir o número de sequências e a profundidade de análise, o tempo computacional não é comprometido, já que a convergência da metaheurística é alcançada em um número menor de expedições.

4.2.3 Busca Tabu (Tabu Search – TS)

A metaheurística Busca Tabu é um processo adaptativo empregado na solução de problemas de otimização combinatória para modificar o comportamento de heurísticas de busca local, de forma que a exploração do espaço de soluções não seja interrompida ou perturbada, quando não existam deslocamentos que melhorem a solução corrente [G89] e [G90]. Através de conhecimentos adquiridos durante a exploração do espaço de soluções, o método evita que mínimos locais recentemente visitados exerçam efeito atrativo à trajetória da busca, garantindo uma exploração mais inteligente quando comparado a métodos tradicionais de busca local. Os conceitos básicos de TS são: vizinhança, movimento, lista tabu, critério de aspiração, intensificação e diversificação.

a) Vizinhança e Movimento: A vizinhança de uma solução é definida como o conjunto de soluções obtidas através de modificações elementares chamadas de movimentos. A cada iteração, um algoritmo de TS obtém elementos da vizinhança da solução e a seguir identifica o seu melhor vizinho, transformando-o na solução atual.

b) Lista Tabu e Função de Aspiração: A estratégia de realizar o movimento da sequência corrente para o seu melhor vizinho (intensificação), mesmo quando houver piora na sequência

obtida, não é suficiente para escapar da obtenção precoce de ótimos locais. Para isto, é utilizado o conceito de lista tabu, a qual é composta por regras que proíbem movimentos reversos evitando a repetição de ciclos. O comprimento da lista tabu (*Dlist*) é um parâmetro que define por quantas iterações um movimento reverso permanecerá na lista. A lista tabu é do tipo FIFO (*first-in, first-out*), ou seja, o primeiro elemento (movimento) a entrar é o primeiro elemento a sair. Uma restrição tabu pode ser ignorada quando se identifica que o respectivo movimento levará à visita de novas sequências atrativas, ou seja, quando a sequência visitada é a melhor sequência encontrada em toda a fase de intensificação. Isto é determinado pela função de aspiração, a qual permite que um movimento proibido pela lista tabu seja excepcionalmente realizado.

c) Intensificação e Diversificação: Quanto mais promissora for a região, mais intensa será a busca. Por outro lado, quanto mais intenso se torna o processo de busca, maior será a probabilidade de aprisionamento em uma região promissora, obtendo apenas ótimos locais. Um procedimento de diversificação é empregado várias vezes reiniciando o processo de busca a partir de novas sequências iniciais. A diversificação permite que o algoritmo faça uma busca mais abrangente, visitando regiões ainda não exploradas e aumentando a probabilidade de envolver todo o universo de sequências possíveis do problema.

A metaheurística TS é interrompida quando o número máximo de diversificações pré-estabelecido é atingido. Por sua vez, cada diversificação é cessada após um número máximo de intensificações serem alcançada ou quando a melhor sequência da presente diversificação permanecer inalterada após um número consecutivo de intensificações.

4.3 ESTRATÉGIAS DE EVOLUÇÃO E SMC CRONOLÓGICA APLICADAS AO PROBLEMA DE DIMENSIONAMENTO DE ESTOQUES

Entre os vários modelos de otimização apresentados na Seção 4.2, a metaheurística ES foi inicialmente escolhida para definir o dimensionamento ótimo de estoque de transformadores. O dimensionamento ótimo do estoque é o que minimiza a soma entre custos de investimento e operação do sistema, conforme descrito em (3.13).

4.3.1 Parâmetros da Estratégia de Evolução

A Tabela 4.1 descreve os valores atribuídos aos parâmetros da metaheurística ES. Estes valores foram adotados após ajustes provenientes de testes e de análises cuidadosamente realizadas, considerando diferentes parâmetros ES.

TABELA 4.1 – PARÂMETROS ES

Parâmetros	Valores
População progenitora (μ)	40
População descendente (λ)	40
Amplitude da mutação (σ)	0,4
Número de gerações (N_{Ger})	50

A matriz população ($40 \times PA$) representa as opções de quantidade de transformadores que irão compor o estoque, onde o número 40 indica o tamanho da população, definido para este problema, e PA é o período de análise, dado em anos. Cada elemento da matriz representa o número de transformadores que irá compor o estoque em um determinado ano.

4.3.2 Algoritmo de Otimização

O programa de otimização foi desenvolvido usando o ambiente MATLAB. O algoritmo desenvolvido consta dos seguintes passos:

1. Gerar aleatoriamente a população (progenitora) composta de μ indivíduos (sequência);
2. Replicar (clonar) os indivíduos progenitores;
3. Aplicar mutação nos indivíduos clonados, respeitando as restrições impostas;
4. Agrupar em uma matriz, o número total de sequências progenitoras (μ) e descendentes (λ);
5. Analisar a matriz população e eliminar sequências semelhantes, para garantir a seleção de uma população de boa qualidade e diversificada;
6. Avaliar a população inicial, através do algoritmo de SMC cronológica;
7. Selecionar a metade da população $(\mu+\lambda)/2$, as quais devem fazer parte da população progenitora da próxima geração. Esta seleção deve escolher as melhores sequências que minimizem a função objetivo (Eq. 3.12);
8. Se o número máximo de gerações não for atingido, uma nova geração é iniciada (voltar ao passo 2). Senão, o processo de busca é encerrado e as melhores sequências analisadas são selecionadas.

Para o problema de dimensionamento ótimo do estoque, a população é gerada aleatoriamente através da função “*rand*”. O processo de geração da população consta de algumas heurísticas, conforme descrito a seguir:

Em um período inicial, é necessária uma quantidade maior de transformadores no estoque e ao longo do período de análise esta quantidade se reduz. Por exemplo, para um período de análise de dez anos, foi definido que no primeiro ano é possível incluir até cinco unidades no estoque e nos demais anos é permitido adicionar, no máximo, duas unidades. O número total de transformadores que compõem o estoque no período de análise também foi limitado. Para o exemplo de dez anos, foi permitido um estoque total de dez unidades.

O tamanho da população foi definido em quarenta indivíduos e sua sequência varia conforme o período analisado. A Fig. 4.1 ilustra a matriz população para o exemplo do período de análise de dez anos.

Após clonar os indivíduos que compõem a população inicial e aplicar mutação nas cópias obtidas, a matriz resultante passa a ser constituída de oitenta indivíduos formados pelas sequências progenitoras (μ) e descendentes (λ). Nesta etapa, é feita uma verificação desta matriz, onde se eliminam as opções semelhantes e geram-se novas opções para manter o tamanho da população.

Esta matriz é constituída pelas opções de estoque e todas são analisadas através do algoritmo de simulação Monte Carlo cronológica apresentado no Capítulo 3. Após esta análise, é fornecida uma matriz solução composta pelos índices de confiabilidade e custos, ordenada do menor custo para o maior.

5	1	2	0	2	1	1	1	1	0
3	2	1	1	1	1	1	1	1	2
4	1	1	0	1	1	2	2	0	1
4	0	1	0	2	1	1	0	1	0
3	2	2	2	1	1	1	1	2	1
3	2	1	1	2	1	1	1	0	0
3	0	2	0	0	2	1	0	1	2
4	1	1	1	0	0	2	0	2	1
4	1	2	1	0	0	0	0	1	2
4	2	0	1	1	0	2	1	1	2
3	0	2	2	1	2	2	1	1	0
4	0	1	1	2	2	2	0	0	1
5	0	2	1	1	2	2	0	1	1
5	1	0	1	2	0	1	1	0	1
4	1	0	1	1	1	0	1	1	1
5	1	1	0	1	1	1	1	2	0
4	1	1	2	1	0	1	1	1	2
4	0	1	0	0	2	2	0	0	0
4	2	1	1	2	2	1	2	1	0
5	1	0	1	1	2	1	1	1	1
4	2	1	1	1	0	1	1	2	1
3	2	2	1	2	0	0	1	2	1
5	1	1	0	1	1	1	1	1	1
4	1	1	2	1	1	2	1	2	2
4	1	1	1	1	2	1	2	2	1
4	2	1	1	1	1	2	0	0	2
4	1	2	2	1	2	0	1	2	0
4	1	0	1	0	1	2	0	1	1
4	1	1	1	2	1	0	1	1	0
5	1	0	0	2	1	2	0	0	0
5	2	0	1	1	1	1	0	1	1
5	1	0	1	0	0	1	1	2	2
4	2	1	2	1	0	1	1	1	2
5	2	1	0	1	2	1	1	1	1
3	0	2	1	2	1	0	1	2	1
4	0	1	2	1	0	2	2	2	1
5	2	0	1	1	1	1	2	2	2
3	0	2	1	1	1	0	1	1	1
4	2	2	2	1	2	0	0	1	0
4	1	1	1	2	0	0	2	1	0

Fig. 4.1 – Matriz população (40×10).

As quarenta primeiras opções são selecionadas para compor a população progenitora da próxima geração. Novamente, aplica-se os operadores clonagem e mutação nos indivíduos, agrupa-se a população progenitora e descendente em uma matriz, eliminam-se as opções repetidas, avaliam-se as opções e obtém-se a matriz resultante. Todo este processo é finalizado quando o número máximo de gerações é alcançado, no caso, $N_{Ger} = 50$.

O programa de otimização via SMC foi executado em um computador com processador Intel® Core™ I7 – 3770 / 3,4GHz e 8 núcleos de processamento, sendo utilizado apenas 1 núcleo. Durante o processo de simulação, o vetor com as opções de estoque foi analisado com $\beta < 0,1$, mas, para garantir que o sistema tenha uma boa convergência, no final do processo, quando $N_{GER} = 50$, as cinco melhores opções encontradas são novamente analisadas pelo algoritmo de simulação, especificando novamente o valor do coeficiente de variação $\beta < 0,03$.

Também foi criada uma matriz para armazenar as melhores opções de estoque do período analisado e, se a mesma opção for encontrada dez vezes, o processo de busca é encerrado e as melhores sequências analisadas são selecionadas. Este mecanismo adotado é definido como critério de parada do programa de otimização. Os resultados apresentados a seguir foram obtidos em 18 gerações e o tempo de processamento foi de 8 horas.

4.3.3 Avaliação do Estoque Empregando o Modelo ES

Os resultados obtidos com a metodologia proposta para dimensionamento ótimo da reserva técnica, em um período de dez anos, são apresentados, considerando o parque de transformadores de 138–13,8 kV, com potência de 25 MVA da distribuidora em questão, para duas situações. Em uma primeira análise, o modelo foi aplicado ao parque atual, constituído por 177 transformadores e, posteriormente, considerou uma expansão deste parque, que constará de nove unidades adicionais no final do período.

Seja o parque de transformadores de 138–13,8 kV, com potência de 25 MVA, constituído por 177 transformadores, instalados em subestações de distribuição (CEMIG). A Tabela 4.2 apresenta as melhores soluções encontradas pelo programa de otimização. Os resultados dos índices de desempenho e dos custos para aquisição das unidades encontram-se nas Tabelas 4.3 e 4.4, respectivamente.

Para o problema proposto, o programa de otimização apresenta as cinco melhores opções considerando o menor custo total possível para o investimento. Ao analisar as opções, observar que a composição do estoque deve ser de oito transformadores, exceto na Opção 3, que resultou em uma composição de estoque com sete unidades. Comparando-se a Opção 3 com a Opção 5, nota-se que, apesar da Opção 3 ter uma unidade a menos, seu custo de aquisição é maior que o custo de aquisição da Opção 5. Isto se deve ao fato de que as unidades adquiridas na Opção 3 ocorreram nos anos iniciais do planejamento. Comparando-se a Opção 1 com a Opção 3, verifica-se que elas se diferenciam pelo acréscimo de uma unidade no último ano de planejamento na Opção 1. Esta unidade a mais, garantiu um custo operacional menor, e consequentemente, um custo total menor, além de uma melhora na confiabilidade.

TABELA 4.2 – MELHORES OPÇÕES DE COMPOSIÇÃO DE ESTOQUE

Ano de Inclusão	Opções				
	1 ^a	2 ^a	3 ^a	4 ^a	5 ^a
2013	4	4	4	4	4
2014	1	1	1	2	1
2015	1	1	1	0	1
2016	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0
2018	1	1	1	0	0
2019	0	0	0	1	0
2020	0	0	0	0	1
2021	0	1	0	0	1
2022	1	0	0	1	0
Custo Total (R\$)	7.651.530	7.667.800	7.677.330	7.703.190	7.717.600

TABELA 4.3 – INDICADORES DE CONFIABILIDADE

Índices de Desempenho	Opção 1	Opção 2	Opção 3	Opção 4	Opção 5
Confiabilidade	0,984601	0,986112	0,982531	0,984202	0,980610
Disponibilidade	0,999706	0,999730	0,999664	0,999711	0,999619
Indisponibilidade (h/per.)	25,76	23,62	29,47	25,31	33,36
Frequência média de falha (f/per.)	0,0180	0,0162	0,0208	0,0184	0,0231
Duração média das falhas (dias)	59,57	60,68	58,93	57,35	60,07
EENS (MWh/per.)	379,53	345,09	433,94	374,40	491,28
EPNS (MW)	0,0043	0,0039	0,0050	0,0043	0,0056

TABELA 4.4 – CUSTOS ESPERADOS

Custos Esperados	Opção 1	Opção 2	Opção 3	Opção 4	Opção 5
Investimento (R\$)	7.004.580	7.079.560	6.937.630	7.065.000	6.880.150
Interrupção (R\$)	569.300	517.640	650.920	561.590	736.920
Não-Faturamento (R\$)	77.650	70.610	88.790	76.600	100.520
Total (R\$)	7.651.530	7.667.800	7.677.330	7.703.190	7.717.580

Porém, na Tabela 4.3, pode-se observar que os índices de confiabilidade, calculados para cada opção, diferem muito pouco, indicando que todas as opções possuem praticamente os mesmos níveis de confiabilidade. Ao considerar os custos (Tabela 4.4), apesar de uma alternativa ter um custo menor, quando comparada à outra, nota-se que esta diferença é pequena. Cabe aos gestores do sistema decidir, dentre as alternativas de composição de estoque, qual delas deverá ser implementada.

A avaliação deste sistema também deve considerar que, durante o período de análise, o parque de transformadores possa receber novas unidades de transformadores, ou seja, ocorrerá uma expansão do parque de transformadores. Para esta situação, suponha que o sistema em análise fará uma expansão do seu parque de transformadores, de tal forma que, no final do período o parque constará de nove unidades adicionais. Também haverá um acréscimo de cinco por cento da carga em cada transformador a partir de 2014. A Tabela 4.5 apresenta as melhores soluções encontradas pelo programa de otimização. Os resultados dos índices de desempenho e custos para aquisição das unidades encontram-se nas Tabelas 4.6 e 4.7, respectivamente.

TABELA 4.5 – MELHORES OPÇÕES DE COMPOSIÇÃO DE ESTOQUE - EXPANSÃO

Ano de Inclusão	Opções				
	1 ^a	2 ^a	3 ^a	4 ^a	5 ^a
2013	4	4	4	4	4
2014	1	1	1	1	1
2015	1	1	1	0	1
2016	0	0	0	1	0
2017	0	1	0	1	0
2018	1	0	0	0	0
2019	0	0	1	0	1
2020	0	0	0	0	0
2021	1	1	1	1	1
2022	1	1	0	1	1
Custo Total (R\$)	7.789.400	7.811.280	7.816.870	7.826.090	7.827.610

TABELA 4.6 – INDICADORES DE CONFIABILIDADE

Índices de Desempenho	Opção 1	Opção 2	Opção 3	Opção 4	Opção 5
Confiabilidade	0,985986	0,987849	0,983043	0,984701	0,983449
Disponibilidade	0,999737	0,999771	0,999665	0,999702	0,999685
Indisponibilidade (h/per.)	23,08	20,07	29,38	26,07	27,62
Frequência média de falha (f/per.)	0,0162	0,0140	0,0201	0,0178	0,0193
Duração média das falhas (dias)	59,19	59,77	60,89	60,87	59,65
EENS (MWh/per.)	377,15	320,77	494,34	416,28	461,37
EPNS (MW)	0,0043	0,0037	0,0056	0,0048	0,0053

TABELA 4.7 – CUSTOS ESPERADOS

Custos Esperados	Opção 1	Opção 2	Opção 3	Opção 4	Opção 5
Investimento (R\$)	7.146.510	7.264.500	6.974.210	7.116.500	7.041.160
Interrupção (R\$)	565.720	481.150	741.520	24.420	692.050
Não-Faturamento (R\$)	77.160	65.630	101.140	85.170	94.400
Total (R\$)	7.789.400	7.811.280	7.816.870	7.826.090	7.827.610

Para o problema de expansão, o programa de otimização também apresenta as cinco melhores opções considerando o menor custo total possível para o investimento. Note que, o aumento do número de transformadores e crescimento da carga resultou no acréscimo de mais uma unidade no período de planejamento. Ao analisar as opções, observe que a composição do estoque deve ser de nove transformadores, exceto na Opção 3, que resultou em uma composição de estoque com oito unidades. A redução de uma unidade na Opção 3 resultou no menor custo de aquisição, mas, aumentou os custos operacionais.

Na Tabela 4.6, pode-se observar que os índices de confiabilidade, calculados para cada opção, diferem muito pouco, indicando que todas as opções possuem praticamente os mesmos níveis de confiabilidade. Ao considerar os custos, apesar de uma alternativa ter um custo menor, quando comparada à outra, nota-se que esta diferença é pequena. Novamente, cabe aos gestores do sistema decidir, dentre as alternativas de composição de estoque, qual delas deverá ser implementada.

4.4 EVOLUÇÃO DIFERENCIAL E SMC CRONOLÓGICA APLICADAS AO PROBLEMA DE DIMENSIONAMENTO DE ESTOQUES

A metaheurística DE também foi implementada para definir o dimensionamento ótimo de estoque de transformadores.

4.4.1 Parâmetros da Evolução Diferencial

A Tabela 4.8 descreve os valores atribuídos aos parâmetros da metaheurística DE. Estes valores foram adotados após ajustes provenientes de testes e de análises cuidadosamente realizadas, considerando diferentes parâmetros DE.

TABELA 4.8 – PARÂMETROS DE

Parâmetros	Valores
População progenitora (μ)	40
Fator de mutação (F)	0,8
Taxa de cruzamento (CR)	0,9
Número de gerações (N_{Ger})	50

A matriz população ($40 \times PA$) representa as opções de quantidade de transformadores que irão compor o estoque, onde o número 40 indica o tamanho da população, definido para este problema, e PA é o período de análise, dado em anos. Cada elemento da matriz representa o número de transformadores que irá compor o estoque em um determinado ano.

4.4.2 Algoritmo de Otimização

O programa de otimização foi desenvolvido usando o ambiente MATLAB. O algoritmo desenvolvido consta dos seguintes passos:

1. Gerar aleatoriamente a população (progenitora) composta de μ indivíduos (sequência);
2. Selecionar as sequências correspondentes aos índices k , r_1 , r_2 e r_3 sorteados aleatoriamente da população progenitora;
3. Aplicar mutação nos indivíduos selecionados, respeitando as restrições impostas;
4. Aplicar o operador de cruzamento respeitando as restrições impostas;
5. Avaliar a sequência da população progenitora e a sequência resultante da mutação e cruzamento, através do algoritmo de SMC cronológica;

6. Aplicar o operador de seleção. Será selecionada, para a próxima geração, a sequência que proporciona o menor valor para a função objetivo (Eq. 3.12). Se todas as sequências progenitoras já tiverem sido selecionadas, seguir para o passo (7). Senão, voltar ao passo (2);
7. Se o número máximo de gerações não for atingido, uma nova geração é iniciada (voltar ao passo 2). Senão, o processo de busca é encerrado e as melhores sequências analisadas são selecionadas.

Para o problema de dimensionamento ótimo do estoque, a população é gerada aleatoriamente através da função “*rand*”. O tamanho da população foi definido em quarenta indivíduos e sua sequência varia conforme o período analisado.

Na DE a diversidade é obtida através de combinações entre seus próprios indivíduos que constituem sua população. Como regra de combinação de indivíduos utilizou-se a estratégia (*rand/rand*) apresentada em:

$$x_t^k = \text{round}[S_t^{r_1} + F(S_t^{r_2} - S_t^{r_3})] \quad (4.5)$$

onde x_t^k corresponde ao k -ésimo indivíduo mutante, com t variando de 1 a PA; r_1, r_2, r_3 e k são índices escolhidos aleatoriamente, sendo $r_1 \neq r_2 \neq r_3 \neq k$; $S_t^{r_1}, S_t^{r_2}$ e $S_t^{r_3}$ são os respectivos indivíduos selecionados; F é o fator de mutação e *round* é uma função que retorna o número inteiro mais próximo da operação de mutação.

A operação de cruzamento tem como propósito ajudar a metaheurística DE aumentar a diversidade entre os indivíduos mutantes x_t^k . A ideia consiste em misturar os genes dos indivíduos mutantes aos genes dos indivíduos da população progenitora. Portanto, para cada indivíduo mutante é gerado um novo indivíduo w_t^k . A equação 4.6 mostra como esta operação é realizada:

$$w_t^k = \begin{cases} x_t^k & \text{se } (\text{rand} \leq CR) \\ S_t^k & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (4.6)$$

Em que *rand* é uma variável aleatória com distribuição uniforme [0,1] e *CR* corresponde à taxa de cruzamento sendo responsável por controlar a diversidade da população.

Nesta etapa do programa é obtida uma matriz constituída pela sequência w_t^k (indivíduos resultantes das operações de mutação e cruzamento) e pela sequência da população progenitora S_t^k (selecionada aleatoriamente). Esta matriz define as opções de estoque que serão analisadas através do algoritmo de simulação Monte Carlo cronológica apresentado no Capítulo 3.

O operador de seleção é aplicado como o último passo da metaheurística DE. Este operador tem como função escolher os indivíduos que irão compor a população na próxima geração. A comparação deve ser feita entre cada um dos indivíduos resultantes das operações de mutação e cruzamento w_t^k com seus respectivos indivíduos da população progenitora S_t^k . Portanto, este critério de seleção realiza uma comparação aos pares e não entre todos os indivíduos como explicado na ES. Este processo é repetido até que todas as sequências progenitoras tenham sido selecionadas.

Após esta análise, é fornecida uma matriz solução composta pelos índices de confiabilidade e custos, ordenada do menor custo para o maior custo. Todo este processo é finalizado quando o número máximo de gerações é alcançado, no caso, $N_{Ger} = 50$. Também foi criado uma matriz para armazenar as melhores opções de estoque do período analisado e, se a mesma opção for encontrada dez vezes, o processo de busca é encerrado e as melhores sequências analisadas são selecionadas. Este mecanismo adotado é definido como critério de parada do programa de otimização.

O programa de otimização via SMC foi executado em um computador com processador Intel® Core™ I7 – 3770 / 3,4GHz e 8 núcleos de processamento, sendo utilizado apenas 1 núcleo. Durante o processo de simulação, o vetor com as opções de estoque foi analisado com $\beta < 0,1$, mas, para garantir que o sistema tenha uma boa convergência, no final do processo, quando $N_{GER} = 50$, as cinco melhores opções encontradas são novamente analisadas pelo algoritmo de simulação, especificando novamente o valor do coeficiente de variação $\beta < 0,03$.

4.4.3 Avaliação do Estoque Empregando o Modelo DE

O programa de otimização baseado na metaheurística DE também foi aplicado no sistema real para dimensionamento ótimo da reserva técnica, em um período de dez anos, considerando o parque de transformadores de 138–13,8 kV, com potência de 25 MVA, constituído por 177 transformadores, instalados em subestações de distribuição (CEMIG). A Tabela 4.9 apresenta as melhores soluções encontradas pelo programa de otimização. Os resultados dos índices de

desempenho e dos custos para aquisição das unidades encontram-se nas Tabelas 4.10 e 4.11 respectivamente.

TABELA 4.9 – MELHORES OPÇÕES DE COMPOSIÇÃO DE ESTOQUE

Ano de Inclusão	Opções				
	1 ^a	2 ^a	3 ^a	4 ^a	5 ^a
2013	4	4	4	4	4
2014	1	1	1	1	1
2015	1	1	1	1	0
2016	0	0	0	0	1
2017	0	0	0	0	0
2018	1	1	1	0	0
2019	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	1	1
2021	0	0	0	0	0
2022	1	1	1	1	1
Custo Total (R\$)	7.661.090	7.661.090	7.661.090	7.706.260	7.723.390

TABELA 4.10 – INDICADORES DE CONFIABILIDADE

Índices de Desempenho	Opção 1	Opção 2	Opção 3	Opção 4	Opção 5
Confiabilidade	0,984720	0,984720	0,984720	0,978925	0,975792
Disponibilidade	0,999701	0,999701	0,999701	0,999569	0,999503
Indisponibilidade (h/per.)	26,21	26,21	26,21	37,76	43,57
Frequência média de falha (f/per.)	0,0177	0,0177	0,0177	0,0249	0,0283
Duração média das falhas (dias)	61,78	61,78	61,78	63,16	64,09
EENS (MWh/per.)	385,14	385,14	385,14	528,63	625,50
EPNS (MW)	0,0044	0,0044	0,0044	0,0063	0,0072

TABELA 4.11 – CUSTOS ESPERADOS

Custos Esperados	Opção 1	Opção 2	Opção3	Opção 4	Opção 5
Investimento (R\$)	7.004.580	7.004.580	7.004.580	6.805.560	6.657.160
Interrupção (R\$)	577.710	577.710	577.710	792.540	938.250
Não-Faturamento (R\$)	78.800	78.800	78.800	108.160	127.980
Total (R\$)	7.661.090	7.661.090	7.661.090	7.706.260	7.723.390

Para o problema proposto, o programa de otimização apresenta as cinco melhores opções considerando o menor custo total possível para o investimento. Note que, ambos os programas (ES e DE) encontraram os mesmos resultados (1º opção). No entanto, os custos totais esperados são diferentes. Isto deve-se ao fato dos valores estimados da EENS variarem durante a simulação, conforme Tabela 4.3 (EENS de 379,53MWh/per.) e Tabela 4.10 (EENS de 385,14). Tais variações, embora estejam dentro da faixa definida pelo coeficiente de incerteza (parâmetro beta) especificado, alteram ligeiramente os custos de operação (Tabela 4.4 e Tabela 4.11).

Como esta técnica seleciona sempre as melhores sequências para a próxima geração, não evitando que existam sequências semelhantes dentro da população, a convergência é rapidamente alcançada. No entanto, muitas vezes esta convergência resulta em ótimos locais, já que a diversidade da população vai se reduzindo com a evolução das gerações [R11]. Portanto, para evitar uma convergência prematura, é necessária a definição de maiores dimensões para a população, o que acaba resultando em um maior esforço computacional (Tabela 4.12).

TABELA 4.12 – TEMPO DE PROCESSAMENTO DA METAHEURÍSTICA DE

Tamanho da População	Tempo Computacional
40 indivíduos	360,60 minutos
80 indivíduos	645,60 minutos

Ao comparar os resultados obtidos pelas metaheurística ES e DE, pode-se concluir que ambas forneceram resultados semelhantes. Os índices de confiabilidade, calculados para cada opção, utilizando tanto a ES quanto a DE, diferem muito pouco, indicando que todas as opções possuem praticamente os mesmos níveis de confiabilidade. Ao considerar os custos, apesar de uma alternativa ter um custo menor, quando comparada à outra, nota-se que esta diferença é pequena. Assim, pode-se concluir que, as metaheurísticas implementadas nesta tese, para re-

solver o problema de dimensionamento de estoque, são capazes de gerar um conjunto de boas soluções. No entanto, a DE apresenta uma grande desvantagem em relação a ES, devido à convergência prematura do algoritmo, principalmente quando é definida uma pequena dimensão para a sua população. Isto acontece devido ao método de seleção utilizado, o qual sempre seleciona as melhores sequências para a próxima geração não eliminando as sequências semelhantes, obtendo uma população final totalmente idêntica e muitas vezes constituída de ótimos locais. A ES, por sua vez, usa a estratégia de sempre selecionar, para a próxima geração, os melhores indivíduos distintos dentre a população progenitora e descendente.

Por fim, pode-se dizer que ES apresenta característica melhores que a DE, sendo mais indicada para a resolução do problema de dimensionamento do estoque. Sendo assim, nas próximas etapas deste trabalho, será empregado somente o modelo de dimensionamento de estoque baseado na metaheurística ES.

4.5 COMPUTAÇÃO PARALELA

Com objetivo de reduzir ainda mais o tempo computacional na execução do algoritmo de otimização baseado na metaheurística ES empregou-se a computação paralela, que é uma técnica de programação utilizada para aumentar o desempenho computacional de tarefas muito extensas e independentes.

Uma forma de melhorar o desempenho dos algoritmos sequenciais consiste em adaptá-los a versões paralelas. Na computação paralela um problema é dividido em vários problemas menores, denominados subproblemas. Esses subproblemas são distribuídos entre os vários processadores disponíveis e executados simultaneamente. Ao final da computação, cada subproblema prevê um resultado, que é combinado com os demais resultados obtidos, gerando a solução para o problema tratado inicialmente. Diferentemente da forma serial na qual uma única instrução é executada após a outra em um dado instante de tempo [E12]. A Fig. 4.2 ilustra o processamento sequencial e paralelo.

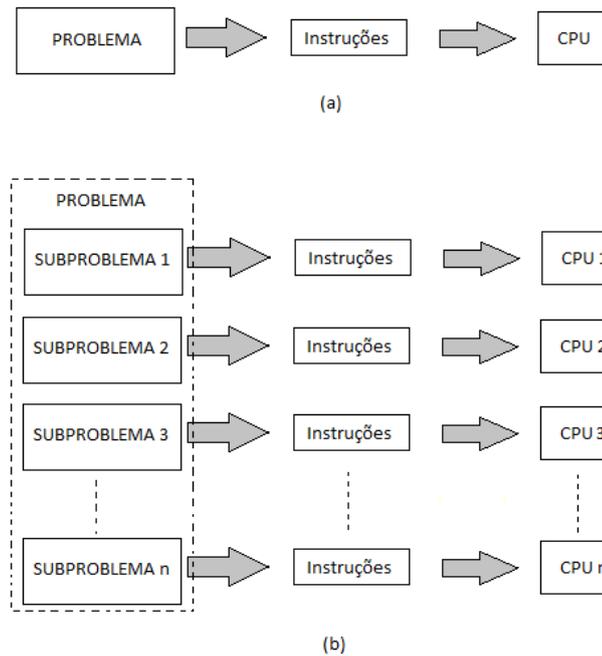


Fig. 4.2 – (a) Processamento sequencial e (b) processamento paralelo.

O MATLAB *Parallel Computing Toolbox* (PCT) permite ao usuário resolver problemas intensivos computacionalmente e com grande volume de dados em computadores multiprocessados e multinúcleo [M07, M08]. A biblioteca PCT do MATLAB possibilita executar uma tarefa em paralelo no ambiente de trabalho de uma máquina, usando até oito núcleos para auxiliar o programa principal. Para se paralelizar o MATLAB deve-se configurá-lo, informando o número de processadores existentes no ambiente de trabalho. Os passos abaixo descrevem como configurar o MATLAB para o processamento paralelo:

1. Iniciar o *software* MATLAB;
2. Clicar em *Parallel >> Configurations Manager*;
3. Na janela *Configurations Manager*, selecionar: *File>>New>>local*;
4. Informar na janela *Local Scheduler Configuration Properties* o número de trabalhadores disponíveis na guia *Scheduler* e o número de trabalhadores para executar tarefas em paralelo na guia *Configuration*;
5. Surgirá uma janela de avaliação para estas configurações, basta clicar em *Start Validation* e o processo de validação é iniciado;
6. No final da validação todos os itens do *Status* devem estar *Succeeded*.
7. Fechar a janela *Configurations Manager*.

Posteriormente, deve-se ativar a configuração através do comando *matlabpool*. Este comando configura um ambiente de execução de tarefa paralela em que *loops for* paralelos podem ser executados de forma interativa a partir do *prompt* de comando do MATLAB [L08]. Todo o código que tenha algum processo realizado em paralelo deve inicialmente ser implementado com a função *matlabpool open* e finalizado com a função *matlabpool close*.

Para paralelizar um algoritmo utiliza-se a função *parfor* (*parallel for-loops*) do MATLAB [L08]. As iterações de *loops parfor* são executadas em *workers* do MATLAB, que são executados nos núcleos do processador. Cada núcleo pode hospedar um *work*. A referência [M14] explica que em um *loop parfor*, parte do algoritmo é executado em um cliente do MATLAB e parte é executada em paralelo aos *workers*. Os dados necessários para execução do *parfor* são enviados do cliente para os *workers* e os resultados são enviados de volta para o cliente onde são agrupados. Neste caso não pode haver comunicação entre os *workers* e as execuções devem ser completamente independentes. Cada execução de um *loop parfor* é uma iteração. Se o número de *workers* é igual ao número de iterações de *loop*, cada *work* realiza uma iteração do *loop*. Se houver mais iterações do que *workers*, alguns *workers* executam mais de uma iteração.

O resultado da execução de um *loop parfor* em MATLAB é o mesmo que o de um *loop for* padrão (não paralelizado). No entanto, devido ao fato de a presença de vários núcleos efetuarem cálculos computacionais simultaneamente no mesmo ciclo, um ciclo *parfor* pode fornecer um desempenho significativamente melhor do que seu análogo *loop for* [M14].

De acordo com a referência [M14], o *loop parfor* é útil em situações onde é necessário executar cálculo simples em muitas iterações de um *loop*, por exemplo, uma simulação de Monte Carlo; ou quando há *loops* de iterações que demandam um tempo longo para sua execução, visto que os núcleos podem executar iterações simultaneamente. A referência [L08] explica que o uso do *parfor* também tem suas limitações. Se há dependência entre as iterações do *loop*, não se pode usar um *loop parfor*. Também não há vantagem de usá-lo quando há apenas um pequeno número de cálculos simples.

4.5.1 Implementação Paralela do Programa de Dimensionamento de Estoque

O programa de otimização sequencial foi executado em um computador com processador Intel® Core™ I7 – 3770 / 3,4GHz e 8 núcleos de processamento, sendo utilizado apenas 1 núcleo. A construção do programa com algoritmos sequenciais subutiliza a CPU quando se

têm múltiplos núcleos ou mais de um processador. Para um melhor aproveitamento dos recursos da máquina (computador) e redução do tempo de execução do programa, realizou-se algumas alterações no algoritmo de otimização para utilizar os múltiplos núcleos de processadores em sua capacidade máxima. Para paralelizar o algoritmo de otimização, utilizou-se a função *parfor* do MATLAB, isto é, foi feita uma substituição do *loop for* por *parfor*, na parte do código que será processado em paralelo. A Fig.4.3 ilustra um pseudocódigo do programa paralelizado.

Também fez uma pequena alteração nas heurísticas, descritas no subitem 4.4.2, onde no primeiro ano é possível adquirir até quatro unidades no estoque e não mais cinco. Esta alteração foi realizada, primeiramente, porque as opções encontradas pelo programa de otimização não inclui cinco unidades em nenhuma delas, colocando no máximo quatro transformador no primeiro ano. E depois, porque ao reduzir a quantidade de transformadores de 5 para 4 unidades, o programa consegue encontrar as melhores soluções em um tempo computacional menor.

```

Inicialização do programa
Leitura dos dados de entrada
Análise inicial
  parfor
  | Avaliação de custo de investimento
  | Simulação Monte Carlo Cronológica
Loop de Otimização
  parfor
  | Avaliação de custo de investimento
  | Simulação Monte Carlo Cronológica
Análise final
Impressão dos resultados

```

Fig. 4.3 – Pseudocódigo do algoritmo de otimização.

Após implementar as técnicas de computação paralela, o programa de otimização baseado na metaheurística ES foi executado novamente, para o dimensionamento ótimo da reserva técnica, em um período de dez anos, considerando o parque de transformadores de 138–13,8 kV, com potência de 25 MVA, constituído por 177 transformadores, instalados em subestações de distribuição. A Tabela 4.13 apresenta as melhores soluções encontradas pelo programa de otimização paralelizado.

A Fig. 4.4 ilustra o percentual de uso dos núcleos do processador (8 núcleos) com o algoritmo sequencial e com o algoritmo paralelizado. Nota-se que, com as iterações do *loop for* divididas entre os núcleos, maximiza-se o uso do processador e, conseqüentemente, reduz-se o tempo de execução (Tabela 4.14).

TABELA 4.13 – MELHORES OPÇÕES DE COMPOSIÇÃO DE ESTOQUE

Ano de Inclusão	Opções de Estoque				
	1 ^a	2 ^a	3 ^a	4 ^a	5 ^a
2013	4	4	4	4	4
2014	1	1	1	1	2
2015	1	1	0	1	0
2016	0	0	1	0	0
2017	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0
2019	1	1	1	0	0
2020	0	0	0	1	1
2021	0	0	0	0	0
2022	1	0	0	0	0
Custo Total (R\$)	7.662.857	7.664.828	7.693.087	7.730.497	7.779.522
EENS (MWh/per.)	447,98	488,41	591,82	582,12	513,63

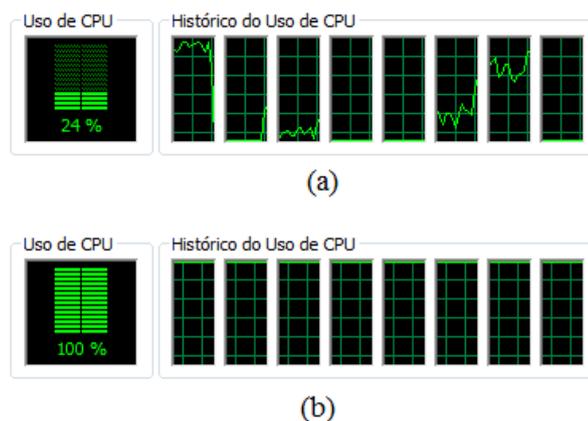


Fig. 4.4 – Percentual de uso dos núcleos do processador durante execução do algoritmo (a) sequencial e (b) paralelizado.

TABELA 4.14 – TEMPOS DE PROCESSAMENTO

	Tempo de Processamento
Algoritmo sequencial	480 minutos
Algoritmo paralelizado	210 minutos

4.5.2 Inclusões de Unidades Móveis de Subestações de Energia

Novamente, considerou-se o uso de instalações de unidades móveis em situações de falhas para suprir a carga do sistema. Foi realizada uma simulação do algoritmo baseado em ES incluindo o uso de subestações móveis para suprir a carga das 10 subestações entre 177, durante o período de 8 horas, conforme explicado no Capítulo 3, subitem 3.4.1. A Tabela 4.15 apresenta os resultados do programa para esta situação.

TABELA 4.15 – OPÇÕES DE COMPOSIÇÃO DE ESTOQUE COM OS CUSTOS DE INSTALAÇÃO DA SUBESTAÇÃO MÓVEL

Ano de Inclusão	Opções				
	1 ^a	2 ^a	3 ^a	4 ^a	5 ^a
2013	4	4	4	4	4
2014	1	1	1	1	2
2015	1	1	0	1	0
2016	0	0	1	0	0
2017	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0
2019	1	1	1	0	0
2020	0	0	0	1	1
2021	0	0	0	0	0
2022	1	0	0	0	0
Custo Total (R\$)	7.693.837,29	7.696.576,78	7.724.836,32	7.762.246,17	7.811.271,18
EENS (MWh/per.)	447,98	488,41	591,82	582,12	513,63
EENS inst. móveis (MWh/per.)	18,1742	18,6253	18,6253	18,6253	18,6253

TABELA 4.16 – CUSTOS ESPERADOS TOTAIS

Opções	Custos ($\times 10^3$)				
	Investimento	Operação	Soma	Inst. Móvel	Soma Total
Opção 1	6.899,23	763,63	7.662,86	30,98	7.693,84
Opção 2	6.832,28	832,55	7.664,83	31,75	7.696,58
Opção 3	6.684,27	1.008,82	7.693,09	31,75	7.724,84
Opção 4	6.738,22	992,28	7.730,50	31,75	7.762,25
Opção 5	6.903,96	875,56	7.779,52	31,75	7.811,27

Comparando as Tabelas 4.13 e 4.15, pode concluir-se que a inclusão de subestações móveis não altera as cinco melhores opções de composição de estoque fornecida pelo programa de otimização. Em termos de custos, pode-se observar na Tabela 4.16 que o custo relacionado com o uso de unidades móveis é pequeno em comparação com os outros custos.

Como conclusão, para este exemplo em particular, onde o número de transformadores que precisam de subestações móveis é pequeno (ou seja, 10 dos 177 equipamentos), e também devido à localização das unidades móveis, a energia não fornecida correspondente pode ser de fato negligenciada quando se propõe determinar boas opções de reforço para compor o estoque.

4.6 AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE METAHEURÍSTICAS

O desempenho das metaheurísticas pode ser avaliado através de estudos comparativos observando um índice que mede a qualidade das sequências encontradas e a porcentagem de vezes que a melhor sequência conhecida é capturada. O índice de qualidade, IQ(%), dado em porcentagem, é calculado conforme equação 4.7:

$$IQ(\%) = \frac{1}{n_{best}} \sum_{b=1}^{n_{best}} \frac{f(S^b) - f(S^{best})}{f(S^{best})} \times 100. \quad (4.7)$$

Em que n_{best} corresponde ao número de melhores sequências selecionadas ao final da busca da metaheurística; $f(\)$ é a função dada pela Equação (3.12) que minimiza os custos envolvidos em valor presente; S^{best} se refere à melhor sequência encontrada (menor custo) pelas metaheurística; e S^b indica uma das melhores sequências selecionadas ao final do processo de otimização.

Como o objetivo do problema é obter um conjunto de melhores soluções, e não somente o uma única solução, fica evidente que o índice IQ(%) possui uma maior importância para se avaliar o desempenho da metaheurística estudada.

4.6.1 Desempenho da Metaheurística ES

Para a avaliação do desempenho da ES, foram realizadas simulações de dez casos cujas sementes² iniciais foram escolhidas aleatoriamente. Os resultados apresentados na tabela 4.17 correspondem aos conjuntos de 5 melhores soluções encontrados para as dez simulações. A coluna Estoque é composta pelas opções de estoque durante o período de análise, sendo que o número 4 indica 4 transformadores no ano 1, o número 1 indica 1 transformador no ano 2 e 3 e assim por diante, até o ano 10.

TABELA 4.17 – RESULTADOS PARA 10 SIMULAÇÕES

Simulação	Opções de Estoque	Custo ($\times 10^3$)	EENS
1	4 1 1 0 0 0 1 0 0 1	7.662,86	447,98
	4 1 1 0 0 0 1 0 0 0	7.664,83	488,41
	4 1 0 1 0 0 1 0 0 0	7.693,09	591,82
	4 1 1 0 0 0 0 1 0 0	7.730,50	582,19
	4 2 0 0 0 0 0 1 0 0	7.779,52	513,63
2	4 1 0 1 0 0 1 0 0 0	7.613,66	545,22
	4 1 0 1 0 1 0 0 0 0	7.616,38	485,02
	4 1 1 0 0 1 0 0 0 0	7.623,80	402,54
	4 1 0 1 1 0 0 0 0 0	7.665,79	444,78
	4 2 0 0 0 1 0 0 0 0	7.677,04	336,53
3	4 1 1 0 0 1 0 0 0 0	7.742,42	472,13
	4 1 1 0 0 0 1 0 0 0	7.759,12	543,73
	4 1 0 1 0 1 0 0 0 0	7.764,28	571,78
	4 1 0 1 0 0 1 0 0 0	7.780,98	643,38
	4 1 1 0 0 0 0 1 0 0	7.809,05	628,20

² Sementes iniciais se referem a um valor numérico escolhido para a geração de uma sequência de números pseudo-aleatórios seguindo uma determinada distribuição de probabilidades. Para cada uma das metaheurísticas propostas, há a necessidade de se definir sementes iniciais para uma distribuição uniforme e/ou normal.

4	4 1 1 0 0 1 0 0 0 0	7.677,48	434,04
	4 1 1 0 0 0 1 0 0 0	7.684,97	500,23
	4 1 0 1 0 1 0 0 0 0	7.714,15	542,38
	4 2 0 0 0 1 0 0 0 0	7.717,62	360,33
	4 2 0 0 0 0 1 0 0 0	7.723,72	425,71
5	4 1 0 1 0 1 0 0 0 1	7.702,25	496,12
	4 1 1 0 0 1 0 0 0 1	7.710,71	414,25
	4 1 1 0 0 0 1 0 0 1	7.721,17	482,19
	4 2 0 0 0 1 0 0 0 1	7.740,02	334,20
	4 1 0 1 1 0 0 0 0 1	7.740,61	449,40
6	4 1 1 0 0 1 0 0 1 0	7.695,59	361,39
	4 1 1 0 0 1 0 0 0 0	7.714,83	455,94
	4 2 0 0 0 1 0 0 0 1	7.717,49	320,98
	4 2 0 0 0 0 1 0 1 0	7.728,60	345,31
	4 1 0 1 0 1 0 0 0 0	7.742,67	559,10
7	4 1 1 0 0 0 1 0 0 1	7.638,17	433,50
	4 1 1 0 0 0 1 0 0 0	7.679,01	496,73
	4 1 0 1 0 1 0 0 0 0	7.689,35	527,83
	4 1 0 1 0 0 1 0 0 0	7.693,06	591,80
	4 1 1 0 0 0 0 1 0 0	7.730,07	581,87
8	4 1 1 0 0 1 0 0 0 0	7.724,93	461,87
	4 1 1 0 0 0 1 0 0 0	7.727,67	525,28
	4 1 0 1 0 0 1 0 0 0	7.737,67	617,97
	4 2 0 0 0 0 1 0 0 0	7.773,77	455,07
	4 1 0 1 0 0 0 0 1 0	7.789,91	752,90
9	4 1 1 0 0 1 0 0 0 1	7.665,77	387,90
	4 1 0 1 0 0 1 0 0 1	7.684,79	547,68
	4 1 1 0 0 0 1 0 0 0	7.684,82	500,14
	4 1 1 0 0 1 0 0 0 0	7.698,42	446,32
	4 1 1 0 0 0 0 1 0 0	7.721,17	576,65
10	4 1 1 0 0 1 0 0 0 1	7.651,34	379,42
	4 1 0 1 0 1 0 0 0 1	7.667,32	475,63
	4 1 1 0 0 1 0 0 1 0	7.668,92	345,75
	4 2 0 0 0 1 0 0 0 1	7.678,79	298,28
	4 2 0 0 0 1 0 0 1 0	7.697,46	265,24

A coluna Custo é composta pelo custo esperado total, que compreende o custo de investimento e o custo de operação. O custo de investimento em transformadores reservas para inclusão em um estoque é fixo e depende apenas da quantidade de transformadores a serem adquiridos em cada ano do período analisado. O custo de operação representa a soma entre os custos de interrupção e não faturamento e são calculados, respectivamente, pelo produto entre a energia não fornecida e o custo unitário de interrupção (R\$/MWh) e tarifa de energia (R\$/MWh). A coluna EENS representa a energia esperada que o sistema deixa de suprir à sua carga em consequência das falhas ocorridas. Como o valor da EENS varia durante as simulações, o custo de operação também varia. Por exemplo, para a opção de estoque [4 1 0 1 0 0 1 0 0 0] determinada pela simulação 1 e 2, a EENS é 591,82 e 545,22, respectivamente e os custos são:

	Simulação 1	Simulação 2
Custo de investimento:	6.684.271,90	6.684.271,90
Custo de interrupção:	887.729,40	817.833,90
Custo de não faturamento:	121.086,29	111.552,54
Custo Total	7.693.087,59	7.613.658,34

Para eliminar o efeito do erro amostral no cálculo do custo, foram identificados, na Tabela 4.17, os diferentes resultados de opções de estoque obtidos nas simulações e efetuou-se uma média desses valores, para cada opção de estoque, conforme indicado na Tabela 4.18.

O índice de qualidade de melhores sequências encontradas IQ (%) é calculado baseado nestas simulações (Fig. 4.5), em que foi considerado $n_{best} = 5$. O resultado do índice IQ(%) apresentado na Tabela 4.19 corresponde a uma média dos índices encontrados para os casos simulados. Observa-se pela Equação (4.7) que quanto menor o valor deste índice, melhor o conjunto de sequências encontradas pela metaheurística considerada, isto é, as melhores sequências terão custos mais próximos da melhor sequência conhecida.

TABELA 4.18 – OPÇÕES DE ESTOQUE E CUSTOS MÉDIOS

Simulação	Opções de Estoque	Custo Médio	Desvio-Padrão	CV (%)
2	4 1 0 1 1 0 0 0 0 0	R\$ 7.665.790,00	-	-
1,5,7	4 1 1 0 0 0 1 0 0 1	R\$ 7.674.066,67	R\$ 34.798,87	0,45
5,9,10	4 1 1 0 0 1 0 0 0 1	R\$ 7.675.940,00	R\$ 25.282,02	0,33
6,10	4 1 1 0 0 1 0 0 1 0	R\$ 7.682.255,00	R\$ 13.335,00	0,17
5,10	4 1 0 1 0 1 0 0 0 1	R\$ 7.684.785,00	R\$ 17.465,00	0,23
9	4 1 0 1 0 0 1 0 0 1	R\$ 7.684.790,00	-	-
2,3,4,6,8,9	4 1 1 0 0 1 0 0 0 0	R\$ 7.696.980,00	R\$ 38.518,94	0,50
2,4	4 2 0 0 0 1 0 0 0 0	R\$ 7.697.330,00	R\$ 20.290,00	0,26
10	4 2 0 0 0 1 0 0 1 0	R\$ 7.697.460,00	-	-
1,3,4,7,8,9	4 1 1 0 0 0 1 0 0 0	R\$ 7.700.070,00	R\$ 32.646,12	0,42
1,2,3,7,8	4 1 0 1 0 0 1 0 0 0	R\$ 7.703.692,00	R\$ 55.604,21	0,72
2,3,4,6,7	4 1 0 1 0 1 0 0 0 0	R\$ 7.705.366,00	R\$ 51.214,50	0,66
5,6,10	4 2 0 0 0 1 0 0 0 1	R\$ 7.712.100,00	R\$ 25.285,93	0,33
6	4 2 0 0 0 0 1 0 1 0	R\$ 7.728.600,00	-	-
5	4 1 0 1 1 0 0 0 0 1	R\$ 7.740.610,00	-	-
1,3,7,9	4 1 1 0 0 0 0 1 0 0	R\$ 7.747.697,50	R\$ 35.617,13	0,46
4,8	4 2 0 0 0 0 1 0 0 0	R\$ 7.748.745,00	R\$ 25.025,00	0,32
1	4 2 0 0 0 0 0 1 0 0	R\$ 7.779.520,00	-	-
8	4 1 0 1 0 0 0 0 1 0	R\$ 7.789.612,00	-	-

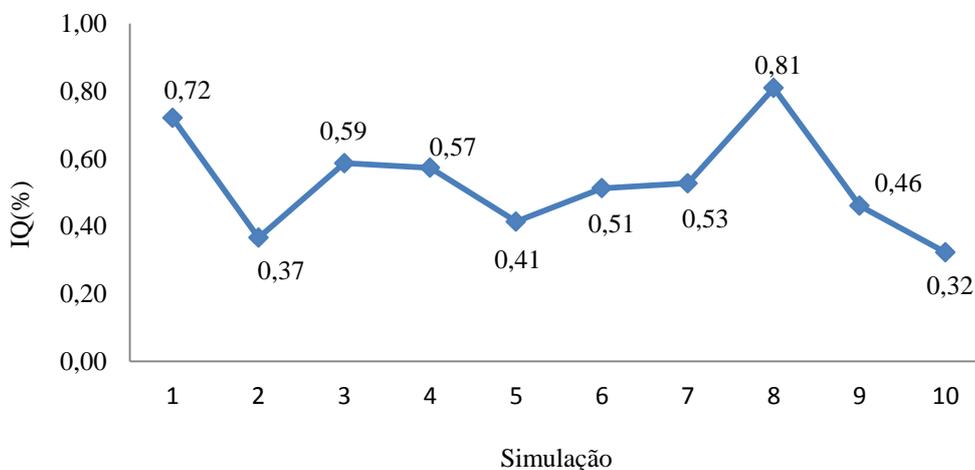


Fig. 4.5 – Índice de qualidade.

TABELA 4.19– ÍNDICE DE QUALIDADE

Índice de Qualidade (IQ)	Valor (%)
IQ(1)	0,72
IQ(2)	0,37
IQ(3)	0,59
IQ(4)	0,57
IQ(5)	0,41
IQ(6)	0,51
IQ(7)	0,53
IQ(8)	0,81
IQ(9)	0,46
IQ(10)	0,32
IQ(médio)	0,53

4.7 CONCLUSÕES

Os programa de otimização utilizando a metaheurística ES e DE foram apresentados neste capítulo para determinar o dimensionamento ótimo de transformadores reservas de subestações.

As primeiras simulações do programa de otimização utilizando a metaheurística ES foram realizadas em um computador com processador Intel® Core™ I3 / 3,06GHz e 2 núcleos de processamento e demoravam, em média, três dias para fornecer os resultados. A inclusão de algumas heurísticas, por exemplo, especificação de um valor maior para β , foi primordial para reduzir o tempo de processamento e obter resultados de forma mais rápida. A SMC é interrompida quando o valor do coeficiente de variação β especificado é atingido. Quanto maior o valor β , menor o tempo de simulação e mais longe da convergência está o valor do índice. Por este motivo, o valor de β especificado foi alterado para que a simulação seja interrompida para $\beta < 0,1$. Nesta etapa do programa, os resultados foram obtidos após um dia de processamento.

A definição de um critério de parada também permitiu que as soluções fossem obtidas em um tempo menor, visto que não é necessário atingir o número máximo de gerações. Atualmente, as simulações estão sendo realizadas em um computador com processador Intel® Core™ I7 –

3770 / 3,4GHz e 8 núcleos de processamento, sendo utilizado apenas 1 núcleo. Os resultados apresentados na Subseção 4.4.1 foram obtidos em 18 gerações e o tempo de processamento foi de 8 horas.

O programa de otimização baseado na metaheurística DE, também foi simulado em um computador com processador Intel® Core™ I7 – 3770 / 3,4GHz e 8 núcleos de processamento, sendo utilizado apenas 1 núcleo. Como discutido anteriormente, nesta técnica, a convergência é rapidamente alcançada e muitas vezes resulta em ótimos locais. Para evitar uma convergência prematura, é necessária a definição de maiores dimensões para a população, o que acaba resultando em um maior esforço computacional.

Para um melhor aproveitamento dos recursos da máquina (computador) e reduzir ainda mais o tempo computacional na execução do algoritmo de otimização baseado na metaheurística ES empregou-se a computação paralela. O programa MATLAB foi configurado para utilizar os 8 núcleos da máquina e o programa foi adaptado para a versão paralela. Essa nova versão do programa permite que ele seja executado em um tempo de 3,5 horas, ou seja, ao utilizar oito *threads*, o *speed-up* foi de 2,3.

Através das aplicações desenvolvidas no conjunto de transformadores da distribuidora em questão, foi possível demonstrar a capacidade da ferramenta de determinar a solução do problema. A partir de um conjunto de possíveis soluções (matriz população), o programa computacional, desenvolvido em ambiente MATLAB, após o cálculo dos índices de confiabilidade e custos, consegue encontrar as melhores opções de composição de estoque, considerando os menores custos, dado um período de planejamento, para ambos os programas.

Para verificar a qualidade do conjunto solução determinado pela metodologia proposta foi feita uma avaliação do desempenho da metaheurística ES, em que, a partir do resultado do índice de qualidade calculado pode-se concluir que o algoritmo está gerando boas soluções, ou seja, os conjuntos de sequências encontradas podem ser considerados soluções ótimas ou quase ótimas.

A incorporação do algoritmo de otimização no programa de simulação Monte Carlo cronológica tornou a ferramenta mais robusta e eficiente. Os resultados são determinados no próprio programa, eliminando a necessidade de computar várias simulação e posteriormente, através de comparações, encontrar uma melhor alternativa.

As ferramentas de otimização são muito úteis para auxiliar na tomada de decisão. O uso de métodos heurísticos evolutivos mostrou-se mais adequados para o problema estocástico analisado, visto que não existem métodos de otimização numéricos para este tipo de problema.

No próximo capítulo é feita uma análise de sensibilidade do custo total em relação a alguns parâmetros de entrada para investigar como os resultados (custos) variam em função de mudanças destas variáveis.

CAPÍTULO 5

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

5.1 INTRODUÇÃO

ESTE capítulo tem por objetivo fazer uma análise de sensibilidade do custo total na composição da reserva técnica em relação a alguns parâmetros de entrada do modelo, classificados como: parâmetros da metaheurísticas, econômicos e técnicos.

De acordo com [CK10], na análise de sensibilidade é estudado o efeito que a variação de um dado de entrada pode ocasionar nos resultados. A referência [S07a] explica que, na análise de sensibilidade tenta-se isolar os fatores que permanecendo todo o resto igual, induzem a mudanças significativas no valor presente líquido (VPL) do projeto e na decisão de investimento. Deve-se variar um parâmetro de cada vez estabelecendo o valor mais provável, o limite inferior e o limite superior da variação. Para cada valor, calcula-se o VPL e com isto pode se ter uma ideia da sensibilidade do parâmetro em questão. Quando uma pequena variação em um parâmetro altera drasticamente a rentabilidade de um projeto, diz-se que o projeto é muito sensível a este parâmetro [CK10]. Os parâmetros com grande impacto no projeto devem receber atenção especial por parte do gestor.

Inicialmente, na análise de sensibilidade foram realizadas variações individuais nos parâmetros do modelo, tal que, para cada parâmetro foi estabelecido um valor mínimo e um máximo, e através da simulação, calculou-se o valor do custo total. Assim, tentou-se identificar se o custo total apresenta variações significativas em relação à alteração de um dado parâmetro. Também foi feita uma análise comparativa dos parâmetros de forma a mensurar quais deles mais impactam o custo total na composição da reserva técnica. Para esta situação, todos os parâmetros tiveram a mesma variação, por exemplo, um aumento de 20% em seus valores, e após calcular o custo final para cada um deles, verificou-se, em relação ao caso base, se os custos apresentaram divergências significativas.

Por fim, utilizou-se a análise de cenários, para verificar os efeitos de mudanças em diversas variáveis simultaneamente, no custo total. Nesta análise tem-se um conjunto de parâmetros

que forma cada cenário. Para o problema de dimensionamento do estoque foram estabelecidos o cenário básico (mais provável), o pior e o melhor cenário.

5.2 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE AOS PARÂMETROS

Os parâmetros do modelo a serem analisados foram divididos em três classes: metaheurística, econômicos e técnicos. Os parâmetros da metaheurística são o tamanho da população e a amplitude de mutação (σ). As variáveis econômicas englobam o custo da energia e de interrupção, preço do transformador e taxa de desconto (custo do capital). E os fatores técnicos analisados são: quantidade de transformadores no campo e tempo de aquisição das unidades. A Tabela 5.1 apresenta um resumo com os valores de cada parâmetro utilizado nos cálculos dos custos (Capítulo 4) e que servirão como base na análise de sensibilidade.

TABELA 5.1 – PARÂMETROS (VALORES DE REFERÊNCIA)

Parâmetro	Valor
Tamanho da população	40 indivíduos
Amplitude de mutação	0,4
Preço do transformador	R\$ 1.700.000,00
Custo da energia	R\$ 204,60
Custo de interrupção	R\$ 1.500,00
Taxa de desconto	12 % a.a.
Quantidade de transformadores no campo	177 transformadores
Tempo de aquisição	12 meses

Para verificar quais os parâmetros impactam o custo total, dentre as opções de estoque apresentadas na Tabela 4.17 da seção 4.6, foram escolhidas algumas opções de estoque como referência, as quais estão descritas na Tabela 5.2.

Estas duas opções foram escolhidas em função da sua representatividade na amostra total. A Opção 1 aparece como melhor solução em 6 casos dos 10 simulados e a 2, em 5 casos. E também pelo fato destas opções apresentarem características de composição de custo diferenciada, quando comparada uma à outra. Por exemplo, a Opção 1 requer um custo de investimento maior. A Opção 2 sugere a compra de um transformador nos anos 4 e 7, ou seja, posterga investimentos em um ano (duas vezes) em relação a Opção 1, o que reduz seu custo de investimento, mas prejudica a confiabilidade do sistema resultando em um custo operacional maior,

devido a ocorrência de falhas. Note que, a EENS da Opção 2 é de 598,04 MWh/per., 25,51% maior que a EENS da Opção 1.

TABELA 5.2 – OPÇÕES DE ESTOQUE (VALORES DE REFERÊNCIA)

	Estoque	
	Opção 1: 4 1 1 0 0 1 0 0 0 0	Opção 2: 4 1 0 1 0 0 1 0 0 0
Custo de investimento	R\$ 6.937.626,16	R\$ 6.684.276,43
Custo de interrupção	R\$ 668.210,00	R\$ 897.057,00
Custo de não faturamento	R\$ 91.143,844	R\$ 122.358,57
Custo Total	R\$ 7.696.980,00	R\$ 7.703.692,00
EENS (MWh/per.)	445,47	598,04

Para cada parâmetro mencionado na Tabela 5.1, variou-se um por vez e foram realizadas simulações de dez casos cujas sementes iniciais foram escolhidas aleatoriamente. Das sequências encontradas pelo algoritmo de otimização (melhores soluções), identificou-se as opções de estoque descritas na tabela 5.2, calculou-se o custo médio e finalmente, fez-se uma comparação entre os valores de custo de referência (linha Custo Total da Tabela 5.2) com os obtidos neste capítulo. Os próximos subitens descrevem os resultados da análise de sensibilidade de cada parâmetro.

5.2.1 Parâmetros da Metaheurística ES

Os parâmetros da metaheurística a serem analisados são o tamanho da população e a amplitude de mutação (σ).

Tamanho da População

O tamanho da população pode afetar o desempenho global e a eficiência do algoritmo. A definição de uma população pequena pode perder a diversidade dos seus indivíduos e resultar em uma convergência prematura. Uma população muito grande pode exigir muito tempo de processamento para encontrar boas soluções.

A Tabela 5.3 mostra os efeitos que a variação do tamanho da população pode ocasionar no custo total. Nesta análise, foi utilizado um passo de oito indivíduos, considerando o tamanho

da população base de 40 indivíduos. O passo de oito indivíduos é uma restrição imposta pelo algoritmo de otimização paralelizado que opera com oito núcleos, o que implica que o tamanho da população deve ser múltiplo de oito.

TABELA 5.3 – VARIAÇÃO DO TAMANHO DA POPULAÇÃO

Tamanho da população	Custo Médio		EENS Médio	
	Opção 1	Opção 2	Opção 1	Opção 2
24	R\$ 7.690.296,19	R\$ 7.735.282,31	441,55	616,57
32	R\$ 7.678.904,99	R\$ 7.724.726,30	434,87	610,38
40	R\$ 7.696.980,00	R\$ 7.703.692,00	445,47	598,04
48	R\$ 7.678.405,22	R\$ 7.693.087,61	434,58	591,82
56	R\$ 7.706.316,15	R\$ 7.737.666,92	450,95	617,97
64	R\$ 7.673.102,53	R\$ 7.703.689,68	431,47	598,04

Para uma melhor visualização, os dados da Tabela 5.3 foram representados de forma gráfica na Fig. 5.1. Nela, observa-se que os custos totais não apresentam grandes variações com diminuição ou aumento do número de indivíduos da população, para ambas as opções de estoque.

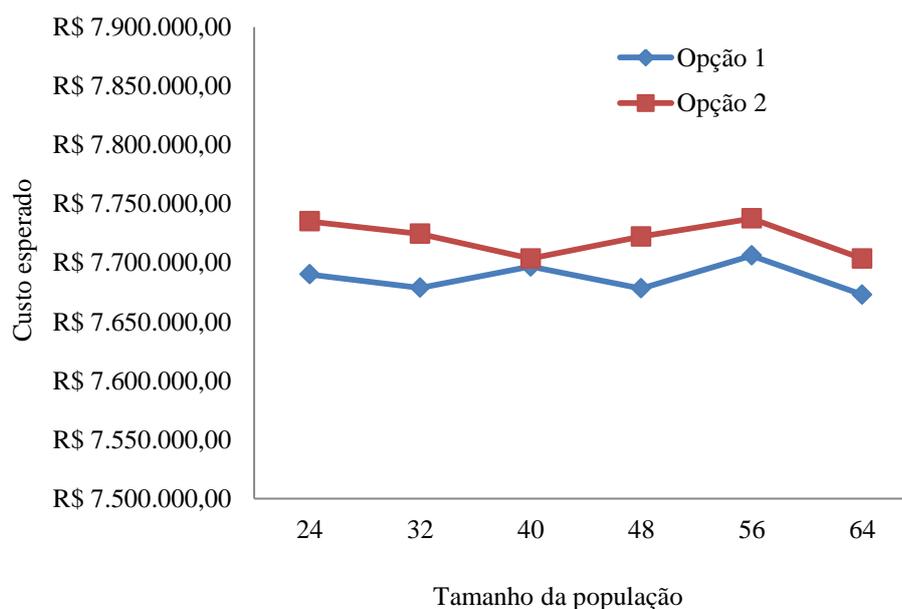


Fig. 5.1 – Efeito do tamanho da população.

No entanto, o tamanho da população afeta significativamente o desempenho computacional. Quanto maior o número de indivíduos de uma população, maior o tempo computacional para encontrar boas soluções (Fig. 5.2).

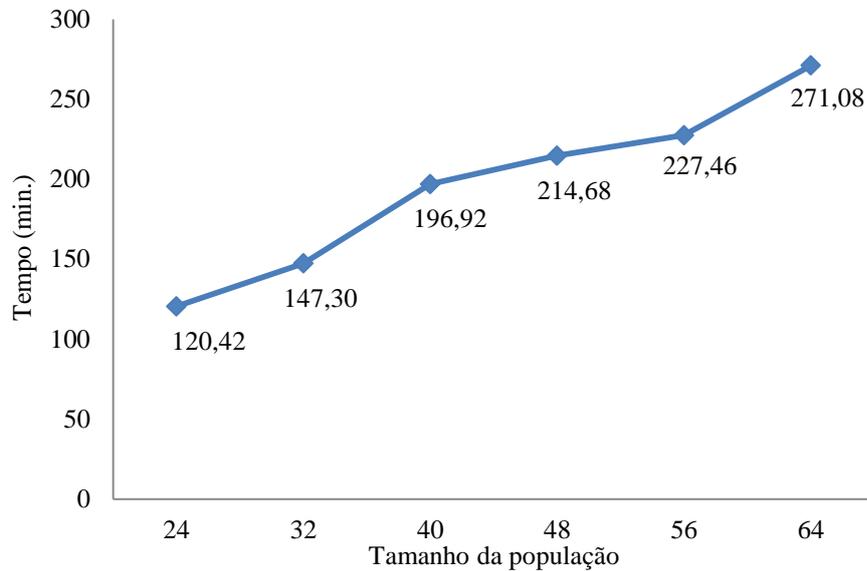


Fig. 5.2 – Efeito do tamanho da população no tempo de processamento.

Amplitude de Mutação

Em relação ao parâmetro de mutação (σ), valores grandes de σ originarão importantes alterações nos indivíduos, o que é geralmente benéfico no início de um processo evolucionário. Grandes perturbações permitem aos novos indivíduos saltar para longe dos progenitores e pesquisar novas regiões. No entanto, à medida que os indivíduos aproximam-se do ótimo, estas perturbações podem afastá-los desta região.

TABELA 5.4 – VARIAÇÃO DA AMPLITUDE DE MUTAÇÃO

Amplitude de mutação	Custo Médio		EENS Médio	
	Opção 1	Opção 2	Opção 1	Opção 2
0,2	-	-	-	-
0,3	R\$ 7.674.516,01	R\$ 7.715.350,18	432,29	604,88
0,4	R\$ 7.696.980,00	R\$ 7.703.692,00	445,47	598,04
0,5	R\$ 7.684.655,40	R\$ 7.726.197,53	438,24	611,24
0,6	R\$ 7.700.878,53	R\$ 7.653.358,28	447,76	568,51

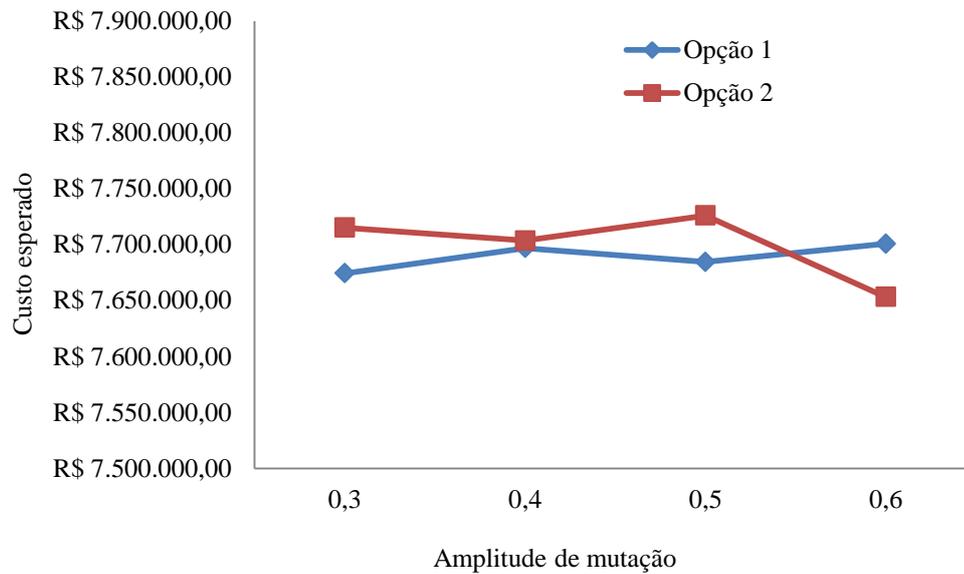


Fig. 5.3 – Efeito da amplitude de mutação.

A Tabela 5.4 apresentam os custos resultantes da variação da amplitude de mutação com passo de 0,1, com σ variando de 0,2 a 0,6. Para o valor de σ igual a 0,2, o algoritmo de simulação não encontrou os valores de estoque definidos para a análise, em nenhum dos casos simulados. Para os demais valores de sigma, os custos não divergiram muito. A Fig. 5.3 ilustra o gráfico do custo em relação à amplitude de mutação.

Algumas opções de estoque e resultados de custos e confiabilidade, com $\sigma = 0,2$, são apresentados na Tabela 5.5.

TABELA 5.5 – COMPARAÇÃO DO CUSTO TOTAL PARA $\Sigma = 0,2$ E $\Sigma = 0,4$

Opções de Estoque	Custo Médio		EENS Médio	
	$\sigma = 0,2$	$\sigma = 0,4$	$\sigma = 0,2$	$\sigma = 0,4$
4 1 0 1 0 1 0 0 0 1	R\$ 7.743.314,90	R\$ 7.684.785,00	520,21	485,88
4 1 0 1 0 0 1 0 0 1	R\$ 7.624.808,15	R\$ 7.684.790,00	512,49	547,68
4 1 0 1 0 1 0 0 0 0	R\$ 7.734.923,07	R\$ 7.705.366,00	554,56	537,22
4 2 0 0 0 1 0 0 0 1	R\$ 7.768.531,17	R\$ 7.712.100,00	350,93	317,82
4 1 0 1 1 0 0 0 0 1	R\$ 7.716.936,06	R\$ 7.740.610,00	435,51	449,4
4 1 1 0 0 0 0 1 0 0	R\$ 7.721.169,10	R\$ 7.747.697,50	576,65	592,23
4 2 0 0 0 0 1 0 0 0	R\$ 7.707.078,25	R\$ 7.748.745,00	415,95	440,39

Estas opções também foram encontradas para o valor de $\sigma = 0,4$. Comparando os dados desta tabela, observa-se que os custos totais, para a mesma opção de estoque, são muito próximos. Como era esperado, pode-se concluir que o custo total do sistema não é muito sensível às variações dos parâmetros tamanho da população e fator de mutação. As pequenas diferenças são atribuídas à variação amostral dos valores estimados da EENS durante a simulação cronológica das opções fixadas. Portanto, tais flutuações não irão interferir nos estudos de sensibilidade dos parâmetros econômicos a serem feitos na próxima subseção.

5.2.2 Parâmetros Econômicos

Os parâmetros econômicos analisados são: custo da energia e de interrupção, preço do transformador e taxa de desconto (custo do capital).

Custo da Energia

O custo da energia é o custo associado à perda de vendas que não foram feitas devido à interrupção da energia elétrica. A perda de faturamento associada à energia não suprida pode ser calculada através do produto entre o custo da energia (R\$/MWh) e o montante (MWh) não fornecido. Assim, quanto maior o custo da energia, maior será o custo de não faturamento e vice-versa. A Tabela 5.6 mostra as alterações deste parâmetro com passo de R\$20,00 na análise. Os custos totais apresentam pequenos aumentos com o aumento do custo da energia (Fig. 5.4).

TABELA 5.6 – VARIAÇÃO DO CUSTO DE ENERGIA

Custo da energia (R\$/MWh)	Custo Médio		EENS Médio	
	Opção 1	Opção 2	Opção 1	Opção 2
164,60	R\$ 7.673.003,18	R\$ 7.680.007,33	441,67	598,04
184,60	R\$ 7.684.718,82	R\$ 7.697.552,86	443,38	601,35
204,60	R\$ 7.696.980,00	R\$ 7.703.692,00	445,47	598,04
224,60	R\$ 7.702.053,47	R\$ 7.720.188,43	442,85	600,53
244,60	R\$ 7.708.250,16	R\$ 7.735.096,05	441,62	602,19

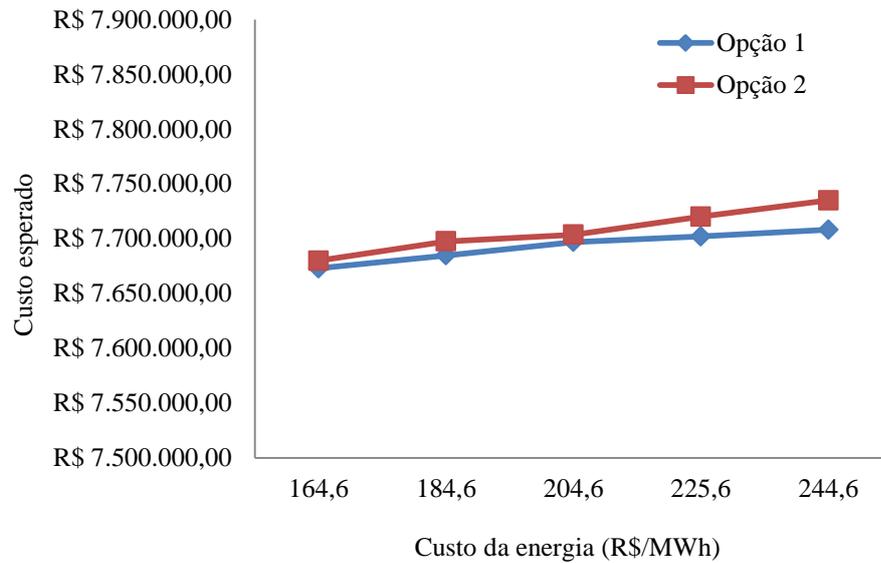


Fig. 5.4 – Efeito do custo da energia.

Este pequeno aumento deve-se ao fato de o custo de não faturamento representar menos que 2% do custo total, para ambas as opções de estoque, conforme ilustrado na Fig. 5.5. Assim, pode-se concluir que variações neste parâmetro impactam muito pouco o custo final.

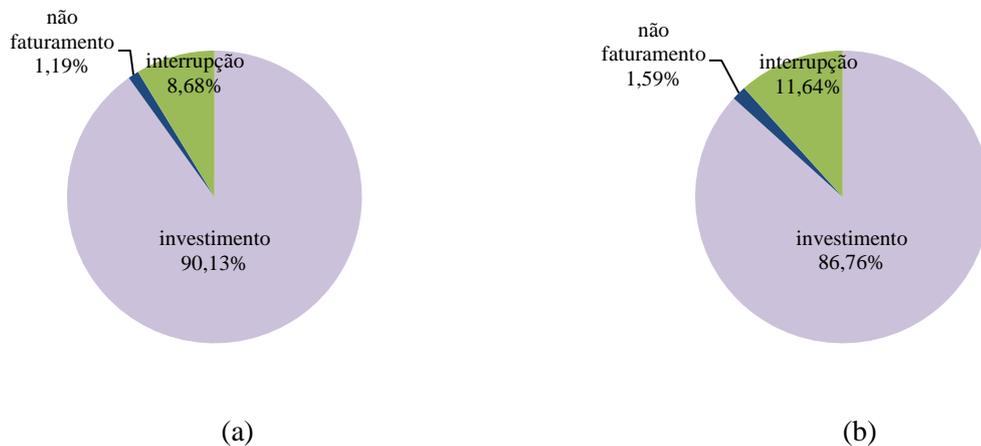


Fig. 5.5 – Composição do custo total (a) Opção 1 e (b) Opção 2.

No entanto, ao analisar esta parcela de custo de forma isolada, nota-se que aumentos do custo de energia resultam em aumentos significativos de perda de faturamento, principalmente na Opção 2 que apresentou uma EENS maior no período de análise. A Fig. 5.6 ilustra as variações no custo de não faturamento em relação ao custo de energia.

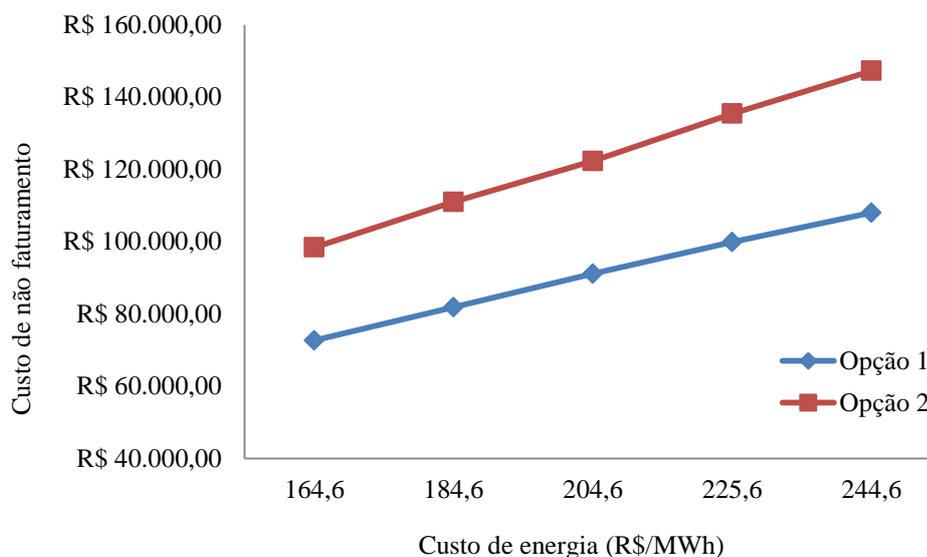


Fig. 5.6 – Efeito do custo de energia no custo de não faturamento.

Custo de Interrupção

O custo de interrupção reflete o custo da falta de energia elétrica para a sociedade, ocasionada por falhas no sistema. Para as concessionárias, este custo é o valor a ser pago sob a forma de multas e indenizações aos consumidores.

A Tabela 5.7 mostra as alterações deste parâmetro com passo de R\$250,00 na análise. De forma geral, pode-se dizer que, diminuição no valor desse parâmetro resulta em redução do custo total e aumentos no seu valor implicam em aumentos do custo final.

TABELA 5.7 – VARIAÇÃO DO CUSTO DE INTERRUPÇÃO

Custo de interrupção (R\$/MWh)	Custo Médio		EENS Médio	
	Opção 1	Opção 2	Opção 1	Opção 2
1000	R\$ 7.441.740,75	R\$ 7.409.053,08	418,49	601,68
1250	R\$ 7.572.108,77	R\$ 7.575.330,64	436,19	612,58
1500	R\$ 7.696.980,00	R\$ 7.703.692,00	445,47	598,04
1750	R\$ 7.783.284,99	R\$ 7.866.584,38	432,65	604,89
2000	R\$ 7.938.718,63	R\$ 8.046.652,89	454,09	617,97

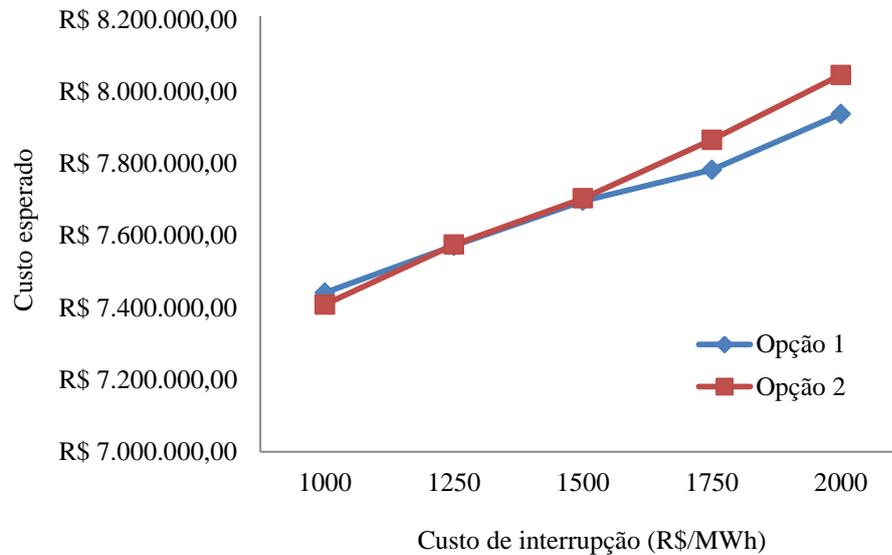


Fig. 5.7 – Efeito do custo de interrupção.

O custo de interrupção representa, aproximadamente, 9% e 12% do custo total para as opções 1 e 2, respectivamente (Fig. 5.5). Se ocorrer um aumento do custo de interrupção e quanto maior for a duração das falhas no sistema, maior será o custo final, conforme Fig. 5.7. Por outro lado, se o custo de interrupção for reduzido, observa-se que independente da ocorrência de falhas no sistema, o custo total será muito próximo quando comparada as alternativas de composição de estoque 1 e 2.

Preço do Transformador

O preço do transformador é o custo de aquisição de um transformador novo em \$ (unidade monetária). O custo de investimento corresponde o preço de compra dos transformadores adicionados ao sistema. De um modo geral, pode-se esperar que quanto maior o preço dos transformadores reservas, maior será o custo de investimento e vice-versa.

A Tabela 5.8 apresenta as alterações deste parâmetro com passo de R\$200.000,00 na análise. O preço do transformador influencia o resultado final, um aumento de 12% no seu valor resulta em aumentos de aproximadamente 10% no custo total. Isto deve-se ao fato do valor do investimento representar a maior parcela do custo total, como ilustrado na Fig. 5.5.

TABELA 5.8 – VARIAÇÃO DO PREÇO DO TRANSFORMADOR

Preço do transformador (R\$/unid.)	Custo Médio		EENS Médio	
	Opção 1	Opção 2	Opção 1	Opção 2
1300000	R\$ 6.079.289,72	R\$ 6.164.897,05	454,09	617,97
1500000	R\$ 6.862.713,67	R\$ 6.919.955,27	434,87	599,59
1700000	R\$ 7.696.980,00	R\$ 7.703.692,00	445,47	598,04
1900000	R\$ 8.517.701,87	R\$ 8.505.323,76	448,13	606,99
2100000	R\$ 9.311.014,22	R\$ 9.286.872,92	434,71	604,15

A Fig. 5.8 ilustra a variação do custo total em relação ao preço do transformador, em que se observa uma relação linear entre estas variáveis, ou seja, quanto maior o preço do transformador, maior o custo total. Analisando as alternativas de estoque 1 e 2, nota-se que o custo total são similares.

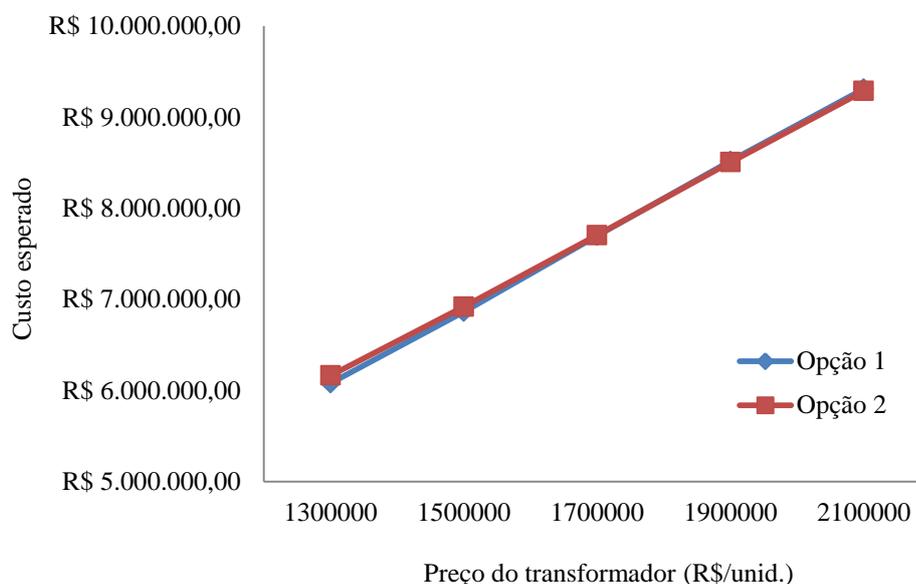


Fig. 5.8 – Efeito do preço do transformador.

Taxa de Desconto

Corresponde à taxa de retorno adequada para a remuneração do capital investido, sendo um parâmetro importante na decisão de um investimento. De acordo com a referência [CRF06] estabelecer o custo de capital abaixo do nível real do custo de oportunidade pode inviabilizar economicamente os novos investimentos para as empresas do setor. Porém, quando a taxa de

retorno estabelecida é sobrestimada, o retorno obtido será superior a outras atividades com risco semelhante e gerará uma distorção de preços e incentivo ao investimento.

A taxa de retorno adequada para os serviços de distribuição de energia elétrica no Brasil pode ser calculada através do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC), dado por:

$$WACC = \frac{P}{P + D} r_P + \frac{D}{P + D} r_D (1 - T) \quad (5.1)$$

onde, $WACC$ é o custo médio ponderado de capital regulado, r_P é o custo do capital próprio, r_D é o custo da dívida, P é o capital próprio, D é o capital de terceiros e T é alíquota de impostos.

De acordo com a referência [ANEEL11], o Custo Médio Ponderado de Capital ($WACC$) vem sendo reduzido desde a primeira revisão tarifária de 2003 (Fig.5.9), ocasionando um grande impacto para as concessionárias e seus acionistas. No primeiro ciclo de revisões (2003 a 2005) da ANEEL, o $WACC$ real é de 17,06% e após impostos é de 11,26%. No segundo ciclo (2007 a 2009), o valor da taxa antes dos impostos é 15,08% e seu valor líquido é 9,95%. No terceiro ciclo (2011 a 2013), o valor da taxa antes dos impostos é 11,36% e seu valor líquido é de 7,50%.

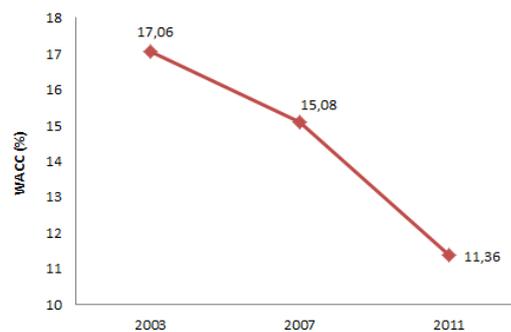


Fig. 5.9 – WACC (fonte: ANEEL).

A Tabela 5.9 mostra os resultados obtidos com a variação deste parâmetro. A alteração na taxa de desconto, com passo de 2% na análise, provoca modificações nos custos totais do sistema.

TABELA 5.9 – VARIAÇÃO DA TAXA DE DESCONTO

Taxa de desconto (%)	Custo Médio		EENS Médio	
	Opção 1	Opção 2	Opção 1	Opção 2
8	R\$ 6.621.714,32	R\$ 6.697.189,40	438,76	604,89
10	R\$ 7.208.661,12	R\$ 7.237.571,63	446,57	599,59
12	R\$ 7.696.980,00	R\$ 7.703.692,00	445,47	598,04
14	R\$ 8.095.095,83	R\$ 8.105.175,39	438,76	604,15
16	R\$ 8.431.265,18	R\$ 8.419.706,81	438,76	600,63

Os resultados da tabela acima estão ilustrados no gráfico da Fig. 5.10. O custo total aumenta com o aumento do valor da taxa de desconto.

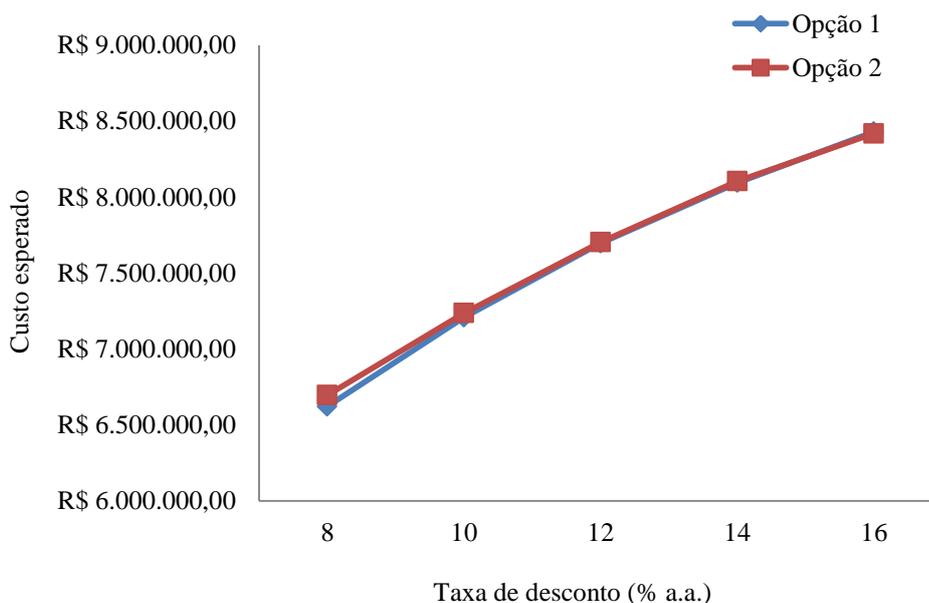


Fig. 5.10 – Efeito da taxa de desconto.

5.2.3 Parâmetros Técnicos

Quantidade de Transformadores no Campo

A Tabela 5.10 mostra como o custo total se comporta frente à variação do número de transformadores no campo. Nesta análise, foi utilizado um passo de 10 transformadores.

TABELA 5.10 – VARIAÇÃO DA QUANTIDADE DE TRANSFORMADORES NO CAMPO

Quantidade de transformador no campo (unid.)	Custo Médio		EENS Médio	
	Opção 1	Opção 2	Opção 1	Opção 2
157	R\$ 7.088.941,17	R\$ 6.892.511,43	88,77	122,16
167	R\$ 7.523.793,54	R\$ 7.475.076,92	343,87	441,00
177	R\$ 7.696.980,00	R\$ 7.703.692,00	445,47	598,04
187	R\$ 7.873.281,49	R\$ 7.953.622,41	548,90	744,66
197	R\$ 8.328.675,73	R\$ 8.545.691,86	816,06	1092,00

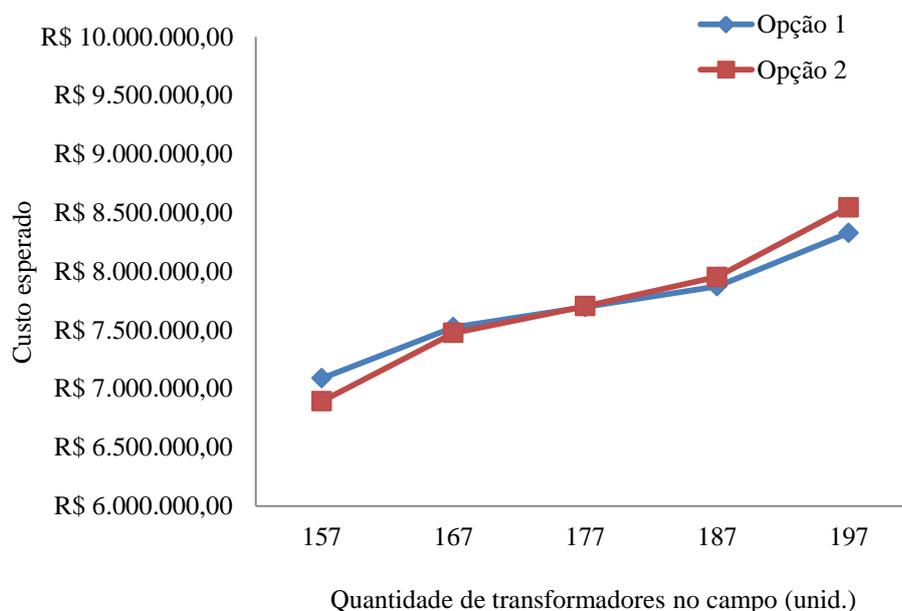


Fig. 5.11 – Efeito da quantidade de transformadores no campo.

A Fig. 5.11 ilustra o comportamento do custo total em função do número de transformadores no campo para o sistema. Pode-se observar que o custo final se altera em função do número de transformadores no campo. No entanto, para pequenas variações deste parâmetro, em relação ao caso base, o resultado de custo não apresenta grandes alterações, por exemplo, o acréscimo de mais 10 transformadores, resultou em um aumento de apenas 2,24% no custo total.

Tempo de Aquisição

O tempo de aquisição impacta diretamente o custo de operação do sistema. De forma geral, quanto maior for o tempo necessário para a aquisição de um transformador novo, maior será os custos com a energia não fornecida e interrupções durante o processo de aquisição de equipamentos para a substituição dos avariados. Segundo a referência [LVM99], a aquisição de um novo transformador ou o reparo de um equipamento avariado, o período de reposição é relativamente longo (entre 12 e 18 meses).

A Tabela 5.11 mostra os resultados obtidos pela simulação para um tempo de aquisição de um transformador novo variando entre 6 e 18 meses, com um passo de 3 meses. Ao variar o tempo de aquisição, o programa de otimização não encontrou os valores de estoque definidos para a análise, em nenhum dos casos simulados. Sendo assim, para analisar o efeito do tempo necessário na aquisição de um transformador novo, foi necessário fazer uso do programa de Simulação Monte Carlo cronológico, descrito no Capítulo 3. As opções de estoque 1 e 2 foram inseridas manualmente no arquivo de entrada no campo “inclusões programada no estoque”.

TABELA 5.11 – VARIAÇÃO DO TEMPO DE AQUISIÇÃO

Tempo de aquisição (meses)	Custo Médio		EENS Médio	
	Opção 1	Opção 2	Opção 1	Opção 2
6	R\$ 6.968.956,79	R\$ 6.721.138,19	18,38	21,63
9	R\$ 7.141.761,71	R\$ 6.944.611,24	119,76	152,73
12	R\$ 7.696.980,00	R\$ 7.703.692,00	445,47	598,04
15	R\$ 9.337.945,82	R\$ 10.038.277,38	1.408,14	1.967,62
18	R\$ 13.185.200,84	R\$ 15.124.050,10	3.665,13	4.951,18

Os resultados mostram que o tempo necessário para a aquisição de um transformador reserva é um fator que influencia bastante o custo total. Por exemplo, se este tempo demorar mais 6 meses, em relação ao caso base (12 meses), o custo final terá um aumento de aproximadamente 45%. A Fig. 5.12 ilustra o gráfico do custo em relação ao tempo de aquisição.

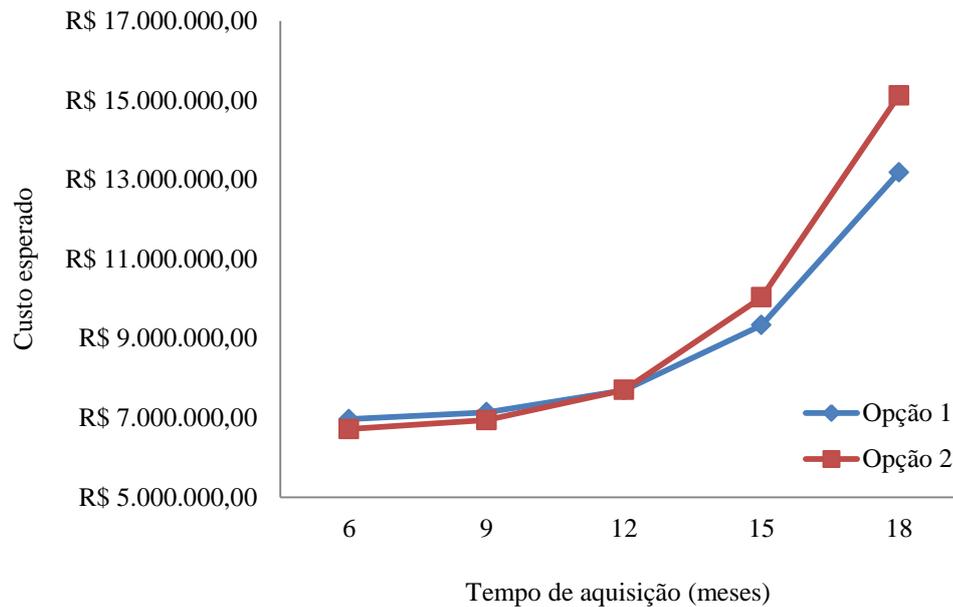


Fig. 5.12 – Efeito do tempo de aquisição.

Estes resultados foram obtidos porque, a princípio, definiram-se duas opções de estoque para comparações dos resultados frente a variações dos parâmetros e, conforme comentado, estes não são os resultados apresentados pelo algoritmo de otimização. Note ainda que, ao variar os outros parâmetros, mesmo para as situações em que eles provocaram modificações nos custos totais do sistema, as opções de estoque 1 e 2 puderam ser identificadas nas sequências encontradas pelo algoritmo de otimização (melhores soluções), o que não ocorreu quando o parâmetro analisado foi o tempo de aquisição.

Assim, pode-se concluir que, o tempo de aquisição de uma nova unidade influencia tanto o custo final, que altera o conjunto solução, ou seja, as melhores sequências encontradas pelo programa de otimização. A Tabela 5.12 mostra os resultados de custos e confiabilidades para as opções de estoques definidas pelo programa de otimização, de acordo com o tempo necessário para a aquisição das unidades. Note que, quanto maior for o tempo para a aquisição de um transformador novo, maior deverá ser o número de transformadores reservas a serem disponibilizados no estoque. Isto ocorre para minimizar os custos com a energia não fornecida e interrupções durante o processo de aquisição de equipamentos para a substituição dos avariados. Por outro lado, uma quantidade menor de transformadores será necessária para repor o estoque, quando o tempo de aquisição for pequeno.

Da Tabela 5.12, pode-se concluir que, o custo total aumenta com o aumento do tempo de aquisição, mas, a proporção deste aumento pode ser reduzida ajustando a quantidade ótima de estoque no período de análise. Assim, é necessário que os gerentes, ao planejar a composição da reserva técnica, tenham informações precisas quanto ao tempo de aquisição das unidades, uma vez que composição de estoques mal dimensionada podem provocar gastos excessivos no sistema.

TABELA 5.12 – OPÇÕES DE ESTOQUE PARA DIFERENTES TEMPOS DE AQUISIÇÃO

Tempo de Aquisição	Opções de Estoque	Custo Médio	EENS Médio
6 meses	4 0 0 0 0 1 0 0 0 1	R\$ 5.718.155,36	308,75
	3 1 0 0 1 0 0 0 0 0	R\$ 5.716.967,63	471,41
	4 0 0 0 0 1 0 0 0 0	R\$ 5.717.921,79	347,89
	4 0 0 0 1 0 0 0 0 0	R\$ 5.702.997,11	269,91
	4 0 0 0 1 0 0 0 0 1	R\$ 5.700.969,89	223,16
9 meses	4 1 0 0 0 1 0 0 0 1	R\$ 6.750.203,31	317,69
	4 1 0 0 1 0 0 0 0 1	R\$ 6.748.932,96	263,90
	4 1 0 0 1 0 0 0 1 0	R\$ 6.763.981,38	228,73
	4 1 0 0 1 0 0 0 0 0	R\$ 6.769.424,03	315,19
	4 1 0 0 0 1 0 0 0 0	R\$ 6.789.289,61	391,16
15 meses	4 2 0 1 0 0 0 1 0 0	R\$ 8.249.831,69	393,28
	4 2 0 1 0 0 1 0 0 0	R\$ 8.249.596,70	354,55
	4 2 0 0 1 0 0 1 0 0	R\$ 8.259.976,72	476,75
	4 2 0 0 1 0 0 0 1 0	R\$ 8.264.239,64	528,52
	4 2 0 0 1 0 1 0 0 0	R\$ 8.277.063,16	431,60
18 meses	4 2 1 0 1 0 0 0 0 0	R\$ 9.332.332,80	755,30
	4 2 1 1 0 0 0 0 0 0	R\$ 9.378.299,66	704,74
	4 2 0 1 1 0 0 0 0 0	R\$ 9.389.980,04	875,94
	4 2 1 0 0 1 0 0 0 0	R\$ 9.374.044,35	848,98
	4 2 0 1 0 1 0 0 0 0	R\$ 9.482.896,99	999,67

5.3 ANÁLISE COMPARATIVA DOS PARÂMETROS

Nesta análise, tenta-se identificar, por meios de comparações quais as variáveis mais impactam o resultado final, sendo considerada uma mesma variação para todos os parâmetros.

Seja o sistema real com 177 transformadores de 138–13,8 kV com potência de 25 MVA instalados em subestações de distribuição, cujo, planejamento da reserva técnica para um período de dez anos (2013 a 2022), por exemplo, é a aquisição de 4 unidades em 2013 e 1 unidade em 2014, 2015, 2019 e 2022, ou seja, 4 1 1 0 0 0 1 0 0 1, com custo médio de R\$7.674.066,67. Suponha um acréscimo de 20% nos valores dos parâmetros (Tabela 5.13).

TABELA 5.13 – VARIAÇÃO DE 20% DOS PARÂMETROS

Parâmetro	Valor
Tamanho da população	48
Amplitude de mutação	0,48
Preço do transformador	2.040.000,00
Custo da energia	R\$ 245,52
Custo de interrupção	R\$ 1.800,00
Taxa de desconto	14,4 % a.a.
Quantidade de transformadores no campo	212 transformadores
Tempo de aquisição	14,4 meses

A Fig. 5.13 apresenta o resultado dos custos esperados, para este exemplo, após as simulações, alterando um parâmetro por vez.

Do gráfico observa-se que os parâmetros que mais afetam o resultado são o preço do transformador, a quantidade de transformador em operação no campo e o tempo de aquisição das unidades. Também é possível notar que o custo não é sensível às variáveis: tamanho da população, amplitude de mutação e custo da energia.

O custo do sistema apresenta uma pequena sensibilidade a variações do custo de interrupção e da taxa de desconto. Um aumento de 20% em ambas variáveis resultou em um custo final de aproximadamente 5% e 6% maior, respectivamente. Referente ao preço do transformador, quando este aumenta de R\$ 1.700.000,00 para R\$ 2.040.000,00, o custo final é superior a 15%. O tempo de aquisição também impacta o custo do sistema, para um tempo maior em

20%, implica em um aumento de 14% no custo total. E a variável de maior impacto é quantidade de equipamentos em campo, cuja adição de 25 unidades fez o custo total aumentar em 18,3%.

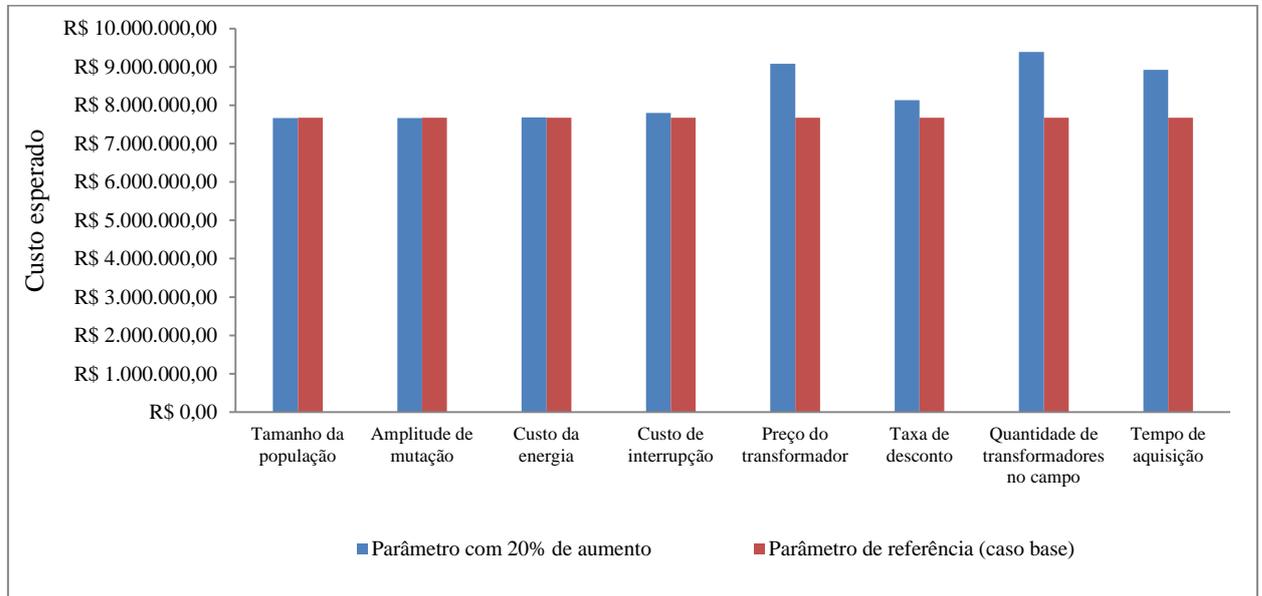


Fig. 5.13 – Análise comparativa dos parâmetros.

Dentre os parâmetros que mais impactam o resultado, pode-se dizer que o preço do transformador e o tempo de aquisição são as variáveis críticas para o sistema, uma vez que, os gestores das concessionárias não têm controle sobre estas variáveis. Após efetuar a compra de novas unidades, o tempo necessário para que elas venham compor o estoque depende da disponibilidade de fornecimento e do tempo de entrega pelos fornecedores.

O valor de um transformador novo está relacionado com fatores macroeconômicos, por exemplo, a inflação. Em momentos de alta generalizada dos preços do produto, possivelmente o preço destas unidades irão aumentar.

O aumento da quantidade de transformadores do campo é considerado uma expansão do sistema, que geralmente ocorre sob a responsabilidade de um gestor, e que ao planejar esta expansão deve levar em consideração à necessidade de ampliar também o estoque, que acarretará em um aumento do custo do sistema. Sendo assim, esta variável, apesar de ser a que a mais impacta o custo total, é considerada uma variável controlada. Acredita-se também, em situações onde o mercado não é propício a expansão, a mesma pode ser adiada, esperando um momento mais oportuno para fazê-la, por exemplo, quando ocorre um aumento da demanda de energia e o mercado encontra-se em fase de crescimento.

Sabe-se ainda que as variáveis não se alteram de forma isolada, mas que existe uma relação entre elas. Por exemplo, se o tempo de aquisição for grande, o sistema estará mais propício a falhas. Quanto maior o número de falhas, maior será o custo de interrupção, devido a um aumento de multas e indenizações a serem pagas. As falhas aumentam também o risco do sistema e colocam em cheque a credibilidade das concessionárias, que tem seus lucros reduzidos em função da perda de faturamento devido à energia não fornecida. Quanto maior o risco, maior o custo do capital, uma vez que os investidores exigirão um retorno maior para aplicarem no setor.

Para inferir como a mudança em um conjunto de variáveis podem afetar os resultados de custo, no próximo item será feita uma análise de cenário.

5.4 ANÁLISE DE CENÁRIO

A análise de cenário também foi aplicada ao sistema real com 177 transformadores de 138–13,8 kV com potência de 25 MVA instalados em subestações de distribuição.

Esta análise, assim como a análise de sensibilidade, tem por objetivo verificar o comportamento dos indicadores de um projeto em função das alterações nos valores previstos para as diversas variáveis de um projeto. A diferença básica refere-se ao número de variáveis consideradas na análise, enquanto a análise de sensibilidade verifica a variação do VPL de um projeto em função de mudanças no valor de uma única variável mantendo-se as demais constantes, a análise de cenários verifica o efeito de mudanças em diversas variáveis simultaneamente, o que é um processo mais intuitivo, na medida em que os fatores que alteram uma variável, normalmente atingem outras em diversas proporções.

Neste tipo de análise tem-se um conjunto de parâmetros que forma cada cenário. Em cada um desses cenários, são atribuídos determinados valores aos parâmetros de forma que haja consistência entre esses valores e o cenário respectivo. Por meio de várias análises de sensibilidade podem ser identificadas as variáveis chaves que, em cada cenário, determinam o sucesso ou insucesso do projeto [S07a]. Em geral, trabalha-se com três cenários: mais provável, otimista e pessimista.

No cenário mais provável, foram adotados os valores dos parâmetros utilizados no cálculo do custo total descritos na Tabela 5.1, cujo planejamento da reserva técnica para um período de dez anos (2013 a 2022), por exemplo, prevê a aquisição de 4 unidades em 2013 e 1 unidade

em 2014, 2015, 2019 e 2022, ou seja, [4 1 1 0 0 0 1 0 0 1], com custo médio de R\$7.674.066,67.

TABELA 5.14 – ANÁLISE DE CENÁRIOS

Parâmetro	Pessimista	Provável	Otimista
Tamanho da população (indivíduos)	40	40	40
Amplitude de mutação	0,4	0,4	0,4
Preço do transformador (R\$/unid.)	2100000	1700000	1300000
Custo da energia (R\$/MWh)	204,60	204,60	204,60
Custo de interrupção (R\$/MWh)	2000	1500	1000
Taxa de desconto (% a.a.)	16	12	8
Quantidade de transformadores no campo	177	177	177
Tempo de aquisição (meses)	18	12	6

Serão analisados os diferentes cenários, apresentados na Tabela 5.14, para verificar o comportamento do custo total de acordo com as seguintes hipóteses:

- Hipótese 1: Dada uma composição de estoque específica e definida para o cenário mais provável (caso base) e;
- Hipótese 2: Escolha de uma das opções de estoque fornecida pelo programa de otimização para cada cenário.

Para a primeira situação tenta-se identificar, se ao adquirir uma determinada composição de estoque, por exemplo, [4 1 1 0 0 0 1 0 0 1], quais os efeitos dos diferentes cenários sobre o custo total no sistema, mantendo esta opção de estoque. Na segunda hipótese, permite-se que a composição do estoque varie de forma a obter o estoque ótimo para cada cenário e seus respectivos custos e posteriormente, verifica-se qual o impacto no custo total quando vários parâmetros alteram simultaneamente.

Os parâmetros que compõem cada cenário foram selecionados de acordo com as variáveis identificadas pela análise de sensibilidade que afetam o custo total, tais como, preço do transformador, custo de aquisição, taxa de desconto e tempo de aquisição, sendo as demais mantidas constantes. Quanto à quantidade de transformadores no campo, optou-se por esta ser uma variável constante, para que os cenários possam ser implementados no sistema real estudado, que consta atualmente de 177 transformadores.

Uma vez definidos os cenários, é importante fazer estimativas sobre a probabilidade de ocorrência de cada um deles. Assim, suponha-se que exista a possibilidade de 20% de acontecer os cenários pessimista e otimista e 60% o cenário mais provável.

A Tabela 5.15 mostra os resultados obtidos, para a Hipótese 1, pelo programa de Simulação Monte Carlo cronológico, descrito no Capítulo 3, onde a opção de estoque foi inserida manualmente no arquivo de entrada no campo “inclusões programadas no estoque”, após variar os parâmetros, para cada cenário mencionado na Tabela 5.14.

TABELA 5.15 – RESULTADOS PARA A HIPÓTESE 1

Cenários	Opção de Estoque	Custo	EENS
Pessimista	4 1 1 0 0 0 1 0 0 1	R\$ 17.899.746,86	3.842,25
Mais provável	4 1 1 0 0 0 1 0 0 1	R\$ 7.659.423,07	445,97
Otimista	4 1 1 0 0 0 1 0 0 1	R\$ 4.495.212,29	18,35

Para a Hipótese 2 foram realizadas simulações de dez casos cujas sementes iniciais foram escolhidas aleatoriamente. Das sequências encontradas pelo algoritmo de otimização (melhores soluções), selecionou-se uma das opções de estoque e calculou-se o custo médio (Tabela 5.16).

TABELA 5.16 – RESULTADOS PARA A HIPÓTESE 2

Cenários	Opção de Estoque	Custo Médio	EENS Médio
Pessimista	4 2 1 0 1 0 0 0 0 0	R\$ 12.650.072,94	761,09
Mais provável	4 1 1 0 0 0 1 0 0 1	R\$ 7.674.066,67	454,56
Otimista	4 0 0 0 1 0 0 0 0 0	R\$ 3.693.429,09	251,79

Na Tabela 5.17 é apresentada a análise de risco considerando o custo esperado para cada alternativa de acordo a probabilidade de cada caso ocorrer, o desvio padrão e o coeficiente de variação.

TABELA 5.17 – CUSTO ESPERADO, DESVIO-PADRÃO E COEFICIENTE DE VARIAÇÃO

	Cenários	Custo (R\$)	Prob.	Custo Esp. (R\$)	Des. Padrão (R\$)	CV (%)
Hipótese 1	Pessimista	17.899.746,86	0,20	9.074.645,67	4.579.567,362	50,47
	Provável	7.659.423,07	0,60			
	Otimista	4.495.212,29	0,20			
Hipótese 2	Pessimista	12.650.072,94	0,20	7.873.140,41	2.842.814,175	36,11
	Provável	7.674.066,67	0,60			
	Otimista	3.693.429,09	0,20			

De acordo com os resultados obtidos, observa-se que o custo total apresenta uma grande variação de um cenário para o outro. No entanto, esta variação pode ser reduzida dimensionando o estoque de forma ótima. Note que o custo esperado é menor quando a composição da reserva técnica é ajustada para as características que regem o sistema. Além disto, para esta mesma situação, o custo apresenta uma menor sensibilidade às variações dos parâmetros e um menor risco.

5.5 CONCLUSÕES

Este capítulo procurou identificar a sensibilidade do custo total frente às variações dos parâmetros do modelo (variáveis de entrada). Para alcançar este objetivo fez-se uso das técnicas de análise de sensibilidade e análise de cenário.

Os parâmetros analisados foram: tamanho da população, amplitude de mutação, custo da energia e de interrupção, preço do transformador, taxa de desconto, quantidade de transformadores no campo e tempo de aquisição das unidades.

Através da análise de sensibilidade foi possível verificar quais os parâmetros que mais afetam o custo total. Dentre as variáveis analisadas, conclui-se que o preço do transformador, a quantidade de transformadores em operação no campo e o tempo de aquisição das unidades são as que mais impactam o resultado. Já variações nos parâmetros, tamanho da população, amplitude de mutação e custo da energia não alteram o custo final.

Vale ressaltar ainda que o tempo de aquisição de uma nova unidade influencia tanto o custo final, que altera o conjunto solução, ou seja, as melhores sequências encontradas pelo programa de otimização.

Na análise de cenário foi realizada a variação de um conjunto de variáveis, o que tornou a análise mais real, visto que as variáveis não se alteram de forma isolada, mas que existe uma relação entre elas.

A utilização de diferentes opções de estoque na análise confirmou que a metodologia empregada consegue obter um conjunto de boas soluções (ótimas ou subótimas), pois as alternativas empregadas como referência e utilizadas para comparação de custo apresentaram resultados semelhantes referentes às variáveis que impactam ou não o custo total.

Também pode-se observar a importância da metodologia ao determinar o dimensionamento ótimo do estoque para diferentes cenários, cujo resultado de custo foi menor, quando comparado a planejamentos de estoques que não são adequados às características do sistema. É imprescindível que o custo total aumente quando os valores de algumas variáveis também aumentem, mas esse aumento pode ser minimizado através de um dimensionamento correto do sistema.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES

ESTA tese de doutorado apresentou uma metodologia baseada em simulação Monte Carlo cronológica e técnicas metaheurísticas para determinação do número ótimo de transformadores reservas em subestações. O problema do dimensionamento de estoques de equipamentos reservas foi analisado e sua importância e implicações econômicas foram discutidas.

Foram apresentados alguns trabalhos encontrados na literatura para resolver o problema de dimensionamento ótimo de transformadores reservas, empregando modelos probabilísticos, tais como distribuição de Poisson e cadeias de Markov. A modelagem matemática, destas distribuições, foi descrita no Capítulo 2. Também foram descritos o modelo de simulação cronológica e o modelo de envelhecimento. Foram realizadas análises, através de exemplos numéricos, para demonstrar como estas metodologias podem auxiliar na determinação do estoque.

No que se refere às metodologias, empregando modelos probabilísticos, para dimensionamento de estoques de transformadores, verificou-se que no modelo de Poisson é possível estimar a quantidade de equipamentos reservas a partir do cálculo de confiabilidade do sistema, considerando tempos de funcionamento exponencialmente distribuídos. O modelo de Markov permite estimar indicadores de confiabilidade como indisponibilidade, frequência e duração média das falhas, tempo médio entre falhas, além dos valores esperados de potência e energia não supridas. Para calcular a reserva técnica, os transformadores devem ter a mesma taxa de falha e tempos de reposição exponenciais.

O modelo Poisson apresenta o problema de não admitir a possibilidade de reposição do estoque durante o período de análise. Considerando que os tempos até uma falha catastrófica e de reposição são exponencialmente distribuídos e que o sistema não tem memória, o modelo de Markov pode ser utilizado, sendo o modelo de Poisson um caso particular deste, quando a taxa de aquisição é nula.

A principal desvantagem do modelo de Markov é a necessidade de admitir tempos exponenciais, o que pode não ser válido em algumas situações. Outro problema é a falta de memória, em que os eventos futuros não dependem de fatos ocorridos no passado. O efeito cumulativo do envelhecimento de componentes, assim como possíveis danos causados por curtos-circuitos e outros fatores não podem ser representados adequadamente com a utilização de processos Markovianos.

Para considerar transformadores com tempos de funcionamento e reposição com quaisquer distribuições de probabilidade representadas em histogramas, deverá ser utilizado o modelo baseado em simulação Monte Carlo cronológica. Esta metodologia permite representar adequadamente a substituição de transformadores usados por novos, e incluir de forma escalonada reforços no estoque.

Na modelagem do envelhecimento dos transformadores, é considerada a perda de vida decorrente da deterioração do sistema isolante pelo efeito térmico e a ocorrência de impactos como descargas atmosféricas, surtos de manobra e curtos-circuitos. Através do modelo de Arrhenius-Impactos é possível considerar o efeito do envelhecimento dos equipamentos no nível de confiabilidade do sistema. Este modelo é responsável pela elaboração dos histogramas dos tempos de vida restante de transformadores de subestações, considerando, de forma conjunta, o envelhecimento do sistema isolante através da teoria de Arrhenius e a perda de vida provocada por impactos moderados e fulminantes.

O modelo de simulação proposto para dimensionamento do estoque foi descrito em detalhes no Capítulo 3. O programa de simulação Monte Carlo cronológica é utilizado para calcular indicadores de desempenho e custos condicionados a uma determinada estratégia de composição do estoque, ao longo de um período de planejamento. Um programa computacional foi desenvolvido em linguagem MATLAB para analisar o desempenho do sistema com diferentes números de reservas e comparar seus custos, permitindo identificar a melhor composição dos estoques.

O método proposto consiste na simulação de um grande número de anos operativos de um grupo de transformadores de subestações e sua reserva técnica. A análise do histórico gerado possibilita avaliar índices de confiabilidade como disponibilidade, frequência e duração média das falhas, além de potência e energia médias não supridas e custos associados com a inter-

rupção e o não-fornecimento de energia, tornando possível identificar a alternativa que implique nos menores custos.

O modelo de simulação Monte Carlo proposto para a avaliação de confiabilidade é capaz de tratar adequadamente fatores como:

- Liberdade de escolha do período para o qual se deseja obter os índices de confiabilidade, e.g., 1 ano, 5 anos, 10 anos, etc.;
- Existência de transformadores com idades diferentes em operação no campo, admitindo distribuições de probabilidade individualizadas por equipamento, geradas no início da simulação;
- A possibilidade da inclusão, escalonada no tempo, de novos transformadores reservas no estoque, permitindo que seja definida uma estratégia para a formação da reserva técnica;
- O cálculo de índices de confiabilidade por ano do período de planejamento em questão, possibilitando identificar, de acordo com a necessidade do sistema, os momentos mais adequados para a adição de reforços ao estoque;
- Capacidade de modelar os tempos de reposição do estoque através de três distribuições contínuas: exponencial, normal ou uniforme;
- Determinação dos custos de investimento na composição inicial e/ou na ampliação do estoque;
- Cálculo do valor presente do custo esperado de operação (interrupção e não faturamento) do sistema para o período de análise especificado;
- Especificação da carga individualmente por transformador;
- Modelagem independente do crescimento da carga de cada transformador ou total do sistema durante o período de análise;
- Capacidade de representar a expansão do parque de transformação durante o período de análise;
- Possibilidade de se utilizar ou não a reposição automática, i.e., o processo pelo qual se inicia a aquisição de um novo transformador assim que ocorrer a falha de um transformador no campo, dando ao planejador maior autonomia para definir a forma de administração da reserva técnica.

O Capítulo 4 apresentou um algoritmo de otimização via simulação Monte Carlo cronológico empregando técnicas metaheurísticas, tais como ES e DE. Através das aplicações desenvolvidas no parque de transformadores da distribuidora CEMIG, foi possível demonstrar a capacidade da ferramenta de determinar a solução do problema. A partir de um conjunto de possíveis soluções (matriz população), o programa computacional, desenvolvido em ambiente MATLAB, após o cálculo dos índices de confiabilidade e custos, consegue encontrar as melhores opções de composição de estoque, considerando os menores custos, dado um período de planejamento, para ambos os programas.

Assim, pode-se concluir que, as metaheurísticas implementadas, para resolver o problema de dimensionamento de estoque, são capazes de gerar um conjunto de boas soluções. No entanto, a DE apresenta uma grande desvantagem em relação a ES, devido à convergência prematura do algoritmo, principalmente quando é definida uma pequena dimensão para a sua população. Isto acontece devido ao método de seleção utilizado, o qual sempre seleciona as melhores sequências para a próxima geração não eliminando as sequências semelhantes, obtendo uma população final totalmente idêntica e muitas vezes constituída de ótimos locais. A ES, por sua vez, usa a estratégia de sempre selecionar, para a próxima geração, os melhores indivíduos distintos dentre a população progenitora e descendente.

Por fim, pode-se dizer que ES é mais indicada para a resolução do problema de dimensionamento do estoque. Para verificar a qualidade do conjunto solução determinado pela metaheurística ES foi feita uma avaliação do desempenho, em que, a partir do resultado do índice de qualidade calculado pode-se concluir que o algoritmo está gerando boas soluções, ou seja, os conjuntos de sequências encontradas podem ser considerados soluções ótimas ou quase ótimas.

Ao utilizar técnicas de computação paralela, o desempenho do algoritmo de otimização pode ser melhorado, adaptando o programa sequencial para a versão paralela, em que foi possível usar os múltiplos núcleos de processadores da máquina. O programa de otimização foi executado em um computador com processador Intel® Core™ I7 – 3770 / 3,4GHz e 8 núcleos de processamento, em sua versão sequencial apenas um núcleo era utilizado. Após adaptar o programa para a versão paralela e configurar o MATLAB para utilizar os oito núcleos da máquina o tempo de execução do programa foi reduzido em 62,5%.

Uma análise de sensibilidade do custo total em relação aos parâmetros de entrada foi realizada no Capítulo 5 para estudar como estas variáveis afetam os resultados obtidos e quais as variáveis mais afetam este resultado. Esta análise mostrou que dentre os parâmetros analisados, o preço do transformador, o tempo de aquisição e a quantidade de transformadores no campo são os fatores mais influentes na determinação do custo final.

Também foi feita uma análise de cenário para o dimensionamento do estoque para três diferentes situações: pessimista, provável e otimista. Esta análise demonstrou a importância do dimensionamento de estoque adequado para o sistema, visto que os custos podem aumentar significativamente quando os parâmetros alteram e a composição do estoque não é adequada com as características do sistema.

O programa de simulação Monte Carlo cronológica mostrou-se uma ferramenta computacional adequada ao cálculo de indicadores de confiabilidade e custos esperados, sendo capaz de auxiliar os planejadores do sistema na comparação de alternativas de ampliação dos estoques, visando sempre à identificação dos investimentos que implicam nos melhores resultados do ponto de vista técnico e econômico.

A combinação entre otimização e simulação permitiu encontrar as melhores soluções, de forma mais eficiente, para o problema de dimensionamento ótimo do estoque de transformadores, sendo que, o dimensionamento ótimo do estoque é o que minimiza a soma dos custos de investimento e operação do sistema.

A inserção do programa de análise de confiabilidade e custos em um ambiente de otimização baseado em técnicas metaheurísticas tornou possível obter o conjunto das melhores soluções para a composição do estoque ao longo de um horizonte de tempo especificado, permitindo que o planejador escolha a alternativa mais conveniente para sua empresa.

A partir do trabalho desenvolvido, outras análises podem ser realizadas e implementadas, as quais estão descritas abaixo como sugestões para trabalhos futuros:

- Verificar a possibilidade de postergar investimentos de aquisição. O tempo de vida de um transformador é de 35 anos, ou seja, após este período, o transformador deve ser trocado, mesmo que ainda esteja em condições de operação;
- Avaliar a influência da aquisição e uso de transformadores e/ou subestações móveis no processo de otimização de estoques;

- Incluir ao modelo de dimensionamento os custos de transporte, armazenamento e manutenção dos equipamentos.

Finalmente, o desenvolvimento desta Tese gerou até o presente momento quatro publicações listadas a seguir:

- ✓ A.M. Leite da Silva, J.G. de C. Costa, K.G. Machado, L.L. de Souza. “*Probabilistic Method for Optimizing the Number and Timing of Substation Spare Transformers*”, IEEE Transactions on Power Systems, aceito para publicação em 2014.
- ✓ J.G. de C. Costa, A.M. Leite da Silva, K.G. Machado. “*Dimensionamento de Reserva Técnica de Transformadores de Subestações de Distribuição Utilizando Simulação Monte Carlo Cronológica*”, XIII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica – XIII SEPOPE, Foz do Iguaçu, PR, Brasil, 18-21 Maio 2014.
- ✓ K.G. Machado, J.G. de C. Costa, A.M. Leite da Silva. “*Otimização de Estoques de Transformadores de Subestações de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Simulação Monte Carlo Cronológica e Técnicas Metaheurísticas*”, XLVI Simpósio Brasileiros de Pesquisa Operacional – SBPO 2014, Salvador, BA, 16-19 Setembro 2014.
- ✓ J.G. de C. Costa, A.M. Leite da Silva, K.G. Machado, L.L. de Souza. “*Avaliação da Confiabilidade de Parques de Transformação com Reserva Técnica Compartilhada*”, XVIII Congresso Brasileiro de Automática – CBA 2014, Belo Horizonte, MG, Brasil, 20-22 Setembro 2014.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [A04] C.M. Adams, “Inventory Optimization Techniques, System vs. Item Level Inventory Analysis”, in: Reliab. And Maint. Symp. Proc., pp. 55–60, 2004.
- [A90] G.J. Anders, “Probability Concepts in Electric Power Systems”, New York: Wiley, 1990.
- [ABGKL06] J. April, M. Better, F. Glover, J. Kelly e J.M. Laguna, “Enhancing Business Process Management with Simulation Optimization”, Proceedings of the Winter Simulation Conference, 2006.
- [ABNT97] Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT, Norma NBR 5416, Julho 1997.
- [ANEEL00] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Resolução N° 24, Janeiro 2000.
- [ANEEL11] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL: “Metodologia e Critérios para Definição da Estrutura e do Custo de Capital Regulatórios”, Nota Técnica N° 297/2011-SRE/ANEEL
- [AS10] E.B. Ahmed e M.M.A. Salama, “Asset Management Techniques for Transformers”, Electric Power Systems Research, Vol. 80, N° 4, pp. 456-464, April 2010.
- [B05] J. Banks, “Discrete-event System Simulation”. 4ed. New Jersey: Pearson Prentice Hall, 2005.
- [B06] R.H. Ballou, “Gerenciamento da Cadeia de Suprimentos: Logística Empresarial”. 5ed. Porto Alegre: Bookman, 2006.
- [B10] M. R. BESSA, “Otimização do Despacho Hidrotérmico Através de Algoritmos Híbridos com Computação de Alto Desempenho”, Relatório Técnico 1. Maio, 2010.
- [B85] R. Bronson, “Pesquisa Operacional”. São Paulo: McGraw-Hill, 1985.
- [BA83] R. Billinton e R.N. Allan, “Reliability Evaluation of Engineering Systems”, New York, Plenum, 1983.
- [C81] C.C.B. Camargo, “Confiabilidade Aplicada a Sistemas de Potência Elétrica”. Rio de Janeiro, 1981.
- [CK05] A.A. Chowdhury e D.O. Koval, “Development of Probabilistic Models for Computing Optimal Distribution Substation Spare Transformers”, Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference, IEEE, pp. 204–211, 2005.
- [CK10] N. Casarotto Filho e B.H. Kopitke, “Análise de Investimentos: Matemática Financeira, Engenharia Econômica, Tomada de Decisão, Estratégia Empresarial”. 11ed. São Paulo: Atlas, 2010.
- [CL08] J.G.C. Costa e A.M. Leite da Silva, “Monte Carlo Simulation to Assess the Optimum Number of Distribution Spare Transformers”, Proc. 10th Int. Conf. Probability Methods Applied to Power Systems – PMAPS, Rincón, PR, USA, May 25–29, 2008.
- [CLC06] J.G.C. Costa, A.M. Leite da Silva e T.P.S. Costa, “Metodologia Probabilística para o Dimensionamento Ótimo de Reserva Técnica de Transformadores de Distribuição”, Congresso Brasileiro de Automática – CBA, Salvador, 2006.

- [CM07] L. Chwif e A.C. Medina, “Modelagem e Simulação de Eventos Discretos, Teoria e Aplicações”, 2ed. São Paulo, 2007.
- [CMGS11] L. Chmura, P.H.F. Morshuis, E. Gulski, J.J. Smite e A. Janssen, “Statistical Analysis of Subcomponent Failures in Power Transformers”, Electrical Insulation Conference, IEEE Conference Publications, 2011.
- [CRF06] F. Camacho, K. Rocha e G. Fiuza, “Custo de Capital de Distribuição de Energia Elétrica – Revisão Tarifária 2007-2009”, Revista do BNDES, Rio de Janeiro, Vol.13, Nº 25, p. 231-268, Junho 2006.
- [CZ02] L.N. Castro e F.J. Von Zuben, “Learning and Optimization Using the Clonal Selection Principle”, IEEE Trans. On Evolutionary Computation, Vol. 6, Nº 3, pp. 239–251, June 2002.
- [E12] A. Esposito, “Programação Paralela e Sequencial Aplicada a Otimização de Estruturas com Algoritmo PSO”. Dissertação de Mestrado, UFRGS, Dezembro 2012.
- [ELE82] ELETROBRÁS. Comitê de Distribuição. “Desempenho de Sistemas de Distribuição”, Eletrobrás - Comitê de Distribuição, Rio de Janeiro: Campus: Eletrobrás, 1982.
- [EPE05] Empresa de Pesquisa Energética, “Mercado de Energia Elétrica 2006-2015: Empresa de Pesquisa Energética” – Rio de Janeiro: EPE 2005.
- [F02] M.C. Fu, “Optimization for Simulation: Theory vs. Practice”, *Journal on Computing*, Vol. 14, Nº 3, 2002.
- [F76] W. Feller, “Introdução a Teoria das Probabilidades e suas Aplicações”. São Paulo: Edgard Blucher, 1976.
- [G89] F. Glover, “Tabu Search – Part I”, *ORSA Journal of Computing*, 1, pp. 190-206, 1989.
- [G89a] D.E. Goldberg, “Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning”, Addison-Wesley, Massachusetts, 1989.
- [G90] F. Glover, “Tabu search – Part II”, *ORSA Journal on Computing*, Vol. 2, pp. 04-32, 1990.
- [GH74] D. Gross e C.M. Harris, “Fundamentals of Queueing Theory”, New York: John Wiley & Sons, 1974.
- [GM03] L.J. Gitman e J. Madura, “Administração Financeira: Uma Abordagem Gerencial”. São Paulo: Addison Wesley, 2003.
- [GMR98] R.A. Gallego, A. Monticelli e R. Romero, “Transmission Expansion Planning by Extended Genetic Algorithm”, *IEE Proc. GTD*, Vol. 145, Nº 3, pp. 329–335, May 1998.
- [H11] G.A. Hamoud, “Assessment of Spare Transformer Requirements for Distribution Stations”, *IEEE Trans. on Power Syst.*, Vol. 26, Nº 1, pp. 174–180, February 2011.
- [H12] G.A. Hamoud, “Assessment of Spare Transformer Requirements for High Voltage Load Stations”, Power and Energy Society General Meeting, pp. 1–8, July 2012.
- [H12a] G.A. Hamoud, “Use of Markov Models in Assessing Spare Transformer Requirements for Distribution Stations”, *Power Systems, IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 27, Issue 2, pp. 1098–1105, May 2012.
- [HL05] F.S. Hiller e G. J. Lieberman, “Introduction to Operations Research”, 8ed. Boston: McGraw-Hill, 2005.

- [HLB12] L.M. Honório, A.M. Leite da Silva e D.A. Barbosa, “A Cluster and Gradient-Based Artificial Immune System Applied in Optimization Scenarios”, *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, Vol. 16, Nº 3, pp. 301–318, June 2012.
- [HQEL04] G. Hamoud, F. Qureshy, A. Elen e L. Lee, “Assessment of High Voltage Auto-transformer Spare Requirements in Bulk Transmission Systems”, in Proc. IEEE Power Engineering Society General Meeting, pp. 434–439, June 6–10, 2004.
- [KE95] J. Kennedy e R.Eberhart, “Particle Swarm Optimization”, Proc. IEEE International Conference on Neural Networks, Vol. 4, pp. 1942–1948, December 1995.
- [L02] W. Li, “Incorporating Aging Failures in Power System Reliability Evaluation”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 17, Nº 3, pp. 918–923, August 2002.
- [L04] W. Li, “Evaluating Mean Life of Power System Equipment with Limited end-of-life Failure Data Power Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, Nº 1, pp. 236–242, February 2004.
- [L08] P. Luszczek, “Enhancing MultiCore System Performance Using Parallel Computing with MATLAB”, 2008.
- [L66] A.M. Lee, “Applied Queuing Theory”, London/New York: MacMillan/St Matins Press, 1966.
- [LCC10] A.M. Leite da Silva, J.G.C. Costa e A.A. Chowdhury, “Probabilistic Methodologies for Determining the Optimal Number of Substation Spare Transformers”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 25, Nº 1, February 2010.
- [LCFS10-13] A.M. Leite da Silva, J.G.C. Costa, R.A.G. Fernández e L.L. Souza, “Metodologia Probabilística e Software para o Dimensionamento Ótimo de Reserva Técnica de Equipamentos de Subestação”, P&D ANEEL – CEMIG D-245, Relatórios Técnicos 1 a 12, 2010-2013.
- [LK00] A. Law e D. Kelton, “Simulation Modeling and Analysis”, New York, McGraw-Hill, 2000.
- [LRHM11] A.M. Leite da Silva, L.S. Rezende, L.M. Honório e L.A.F. Manso, “Performance Comparison of Metaheuristics to Solve the Multi-Stage Transmission Expansion Planning Problem”, *IET Gener. Transm. & Distrib.*, Vol. 5, Nº 3, pp. 360–367, March 2011.
- [LRMR10] A.M. Leite da Silva, L.S. Rezende, L.A.F. Manso e L.C. Resende, “Reliability with Applied to Transmission Expansion Planning Based on Ant Colony System”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 32, Nº 10, pp. 1077-1084, December 2010.
- [LSMRRS08] A.M. Leite da Silva, C.E. Sacramento, L.A.F. Manso, L.S.Rezende, L.C. Resende e W.S. Sales, “Metaheuristic-Based Optimization Methods for Transmission Expansion Planning Considering Unreliability Costs”, Chapter 4, In E.D. Castronuovo, *Optimization Advances in Electric Power Systems*, Nova Publishers, USA, pp. 59 – 86, 2008.
- [LVM99] W. Li, E. Vaahedi e Y. Mansour, “Determining Number and Timing of Substation Spare Transformers using a Probabilistic Cost Analysis Approach”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 14, Nº 3, July 1999.
- [M07] C. Moler, “Parallel MATLAB: Multiple Processors and Multiple Cores”, 2007.
- [M08] MathWorks, “Enhancing e-Infrastructures with Advanced Technical Computing: Parallel MATLAB on the Grid”, 2008.
- [M14] MathWorks, “Parallel Computing Toolbox User’s Guide”, The MathWorks, Natick, MA, March 2014.

- [M13] V. Mijailovic, “Probabilistic Model for Planning Keeping of Power Transformer Spare Component with General Repair Time Distribution”, *Electric Power Systems Research*, Vol. 97, pp. 109-115, April 2013.
- [MKS95] W. Mielczarski, M.E. Khan e L.F. Sugianto, “Management of Inventory to Reduce Outages in Supply Feeder”, International Conference on Energy Management and Power Delivery, Proceedings of EMPD, Vol. 1, pp. 222-227, 1995.
- [NKHP95] E.G. Neudorf, D.L. Kiguel, G.A. Hamoud, B. Porretta, W.M. Stephenson, R.W. Sparks, D.M. Logan, M.P. Bhavaraju, R. Billinton e D.L. Garrison, “Cost-benefit Analysis of Power System Reliability: Two Utility Case Studies”, in Proc. IEEE Power Eng. Soc. Winter Meeting, New York, 1995, Paper N° WM95-693.
- [NT09] J. M. Nahman e M. R. Tanaskovic, “Probability Models for Optimal Sparing of Distribution Network Transformers,” *IEEE Trans. Power Delivery*, Vol. 24, N° 2, pp. 758–763 Apr. 2009.
- [P06] D.S. Prado, “Teoria das Filas e da Simulação”, Série Pesquisa Operacional, Vol. 2 INDG Tecnologia e Serviços Ltda, 2006.
- [P65] A. Papoulis, “Probability, Random Variables and Stochastic Process”, 3ed. New York: McGraw-Hill, 1965.
- [PABIB07] H.Q. Pinto Junior, E.F. Almeida, J.V. Bomtempo, M. Iooty e R. G. Bicalho, “Economia da Energia: Fundamentos Economicos, Evolução Histórica e Organização Industrial”, Rio de Janeiro, Elsevier, 2007.
- [R11] L.S. Rezende, “Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão: Avaliação de Metaheurísticas e Critérios de Segurança”, Tese de Doutorado, UNIFEI, Novembro 2011.
- [R68] S.B. Richmond, “Operations Research for Management Decisions”, New York: Ronald Press, 1968.
- [R72] S.M. Ross, “Introduction to Probability Models”, New York: Academic Press, 1972.
- [RK07] R.Y. Rubinstein e D.P. Kroese, “Simulation and the Monte Carlo Method”, 2ed. New York: Wiley, 2007.
- [S07] C.E. Sacramento, “Planejamento Dinâmico da Expansão de Sistemas de Sub-transmissão Através de Metaheurísticas”, Tese de Doutorado, UNIFEI, Itajubá, MG, Agosto 2007.
- [S07a] C.P. Samanez, “Gestão de Investimentos e Geração de Valor”. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2007.
- [S08] E.T. Serra, “Análise de Falha em Materiais Utilizados em Equipamentos Elétricos”, Rio de Janeiro: CEPEL, 2008.
- [S75] H. Schwefel, “Evolutionsstrategie und Numerische Optimierung”, Dissertation, Technische Universität Berlin, Germany, May 1975.
- [S79] M.R. Spiegel, “Probabilidade e Estatística”, São Paulo: McGraw-Hill do Brasil, 1979.
- [SCJ09] N. Slack, S. Chambers e R. Johnston. “Administração da Produção”, 3ed. São Paulo: Atlas, 2009.
- [SP95] R. Storn, K. Price, “Differential Evolution – A Simple and Efficient Adaptive Scheme for Global Optimization over Continuous Spaces”, Technical Report TR-95-012, ICSI, March 1995.

- [W89] A. Wood, “Availability Calculations with Exhaustible Spares”, *IEEE Trans. on Reliability*, Vol. 38, Nº 3, pp. 388–391, August 1989.
- [YD04] S. Yang e Z. Du, “Criticality Evaluation for Spare Parts Initial Provisioning”, in *Reliab. Maint. Symp. Proc.*, pp. 507–513, 2004.
- [ZCGF12] H. Zheng, Y. Cheng, B. Gou, D. Frank, A. Bern e W.E. Muston, “Impact of Automatic Switches on Power Distribution System Reliability”, *Electric Power Systems Research*, Vol. 83, Issue 1, pp. 51–57, February 2012.