



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

**METODOLOGIA PROBABILÍSTICA PARA AVALIAÇÃO DA  
CONFIABILIDADE DE PARQUES DE TRANSFORMAÇÃO COM  
RESERVA TÉCNICA COMPARTILHADA**

NOÉ SILVA NETO

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação  
em Engenharia Elétrica da UNIFEI como parte dos re-  
quisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências  
em Engenharia Elétrica

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Costa

**Outubro 2017**

**Itajubá – MG – Brasil**

# AGRADECIMENTOS

- Agradeço, em primeiro lugar, a Deus que me deu força e coragem durante toda essa longa caminhada;
- Aos meus queridos pais Sávio e Hélia, por sempre estarem ao meu lado transmitindo forças, incentivos e apoio nos momentos mais difíceis. Sendo os grandes responsáveis para que eu pudesse alcançar todos os meus objetivos;
- À minha esposa Jéssica, pelo companheirismo, compreensão e apoio fundamentais nessa jornada e por sempre ter compartilhado este sonho comigo;
- As minhas irmãs, cunhados e sobrinhos por sempre serem presentes e pelo apoio em todos os instantes do desenvolvimento do trabalho;
- Ao orientador, Prof. João Guilherme, pela orientação, empenho dedicado, pela oportunidade, pelo suporte e por esses anos de orientação, em que só me engrandeceu como pessoa;
- Ao meu tio César, pelo incentivo em iniciar os estudos na Pós-Graduação;
- Ao CNPq, pelo apoio financeiro.

*Aos meus pais Sávio e Hélia,  
As minhas irmãs Mariana, Tassiana e Luciana,  
Aos meus cunhados e sobrinhos, e  
Ao meu amor e esposa Jéssica.*

# RESUMO

Uma subestação de distribuição de energia elétrica deve ser planejada para minimizar o prejuízo aos consumidores quando seus transformadores falham. Assim, as subestações são normalmente projetadas com dois ou mais transformadores em paralelo, de modo a conseguir suprir à carga mesmo com a falha de um deles. Essa solução, embora confiável, possui alto custo de implantação. Alternativamente, soluções baseadas em compartilhamento de estoques de transformadores reservas têm sido utilizadas com sucesso, por apresentarem menor custo e confiabilidade compatível com o padrão desejado.

Assim, estudos que permitam realizar o dimensionamento correto do estoque de transformadores reservas tornam-se altamente importantes, tanto em relação à confiabilidade, quanto em relação ao investimento necessário, visto que um número muito grande de transformadores reservas pode representar um alto investimento da distribuidora, enquanto uma quantidade insuficiente de transformadores reservas diminui a confiabilidade do sistema e provoca um aumento em seus custos de operação.

Esta dissertação apresenta uma nova metodologia probabilística baseada em simulação Monte Carlo cronológica para a definição estratégias de dimensionamento de estoques de transformadores reservas ao longo do tempo, de forma que se possa avaliar o nível de confiabilidade, aspectos financeiros e outros parâmetros importantes para os gestores de empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica.

A ferramenta desenvolvida permite considerar, além dos tempos de falha e reposição de transformadores, já analisados em trabalhos anteriores, o tempo de instalação de um novo transformador no campo e a possibilidade de transferência de carga para um transformador vizinho ou subestação próxima, em casos de avaria. O método é ainda capaz de modelar eventos como crescimento de carga, expansão do parque de transformador e ampliação do estoque de reservas ao longo do período considerado. Diversas aplicações numéricas e análises de sensibilidade são realizadas para ilustrar os desenvolvimentos propostos.

# ABSTRACT

A distribution substation should be planned in order to minimize the damage to the consumers when transformers come out of service. Substations are usually designed with two or more transformers operating in parallel, so that the total load can be supplied, even when one transformer fails. Although reliable, this solution implies a high deployment cost. Alternatively, solutions based on inventory sharing of spare transformers have been successfully applied due to its lower cost, while the reliability level is kept into acceptable limits.

Methodologies for the correct sizing of stocks of spare transformers have been becoming very important, both, in relation to the reliability and required investments, since an excessive number of spares may represent an unnecessary investment, while an insufficient stock can deteriorate the system reliability indices and, consequently, increase its operating costs.

This dissertation presents a new probabilistic methodology based on chronological Monte Carlo simulation for determining strategies for the sizing stocks of spare equipment over a planning horizon called “reliability analysis period”. The proposed method allows calculating reliability indices and expected costs, considering financial aspects and other important parameters for the managers of electricity companies.

The developed tool, implemented in Matlab platform, models the time needed for installing a new transformer in the field and the load transfer to a nearby transformer or substation, in addition to the failure and replacement times of transformers, already modeled in previous works. Moreover, the proposed algorithm is able to model events such as load growth, expansion of the transformer park and stock of spares during the period considered. Several numerical applications and sensitivity analysis are performed to illustrate the proposed developments.

# SUMÁRIO

<b>Lista de Figuras .....</b>	<b>viii</b>
<b>Lista de Tabelas .....</b>	<b>x</b>
<b>Lista de Abreviaturas e Símbolos .....</b>	<b>xi</b>
<b>Capítulo 1: Introdução .....</b>	<b>1</b>
1.1. Considerações Iniciais .....	1
1.2. Desenvolvimento Histórico .....	3
1.3. Estrutura da Dissertação .....	6
<b>Capítulo 2: Modelos para Dimensionamento de Estoques de Transformadores .....</b>	<b>7</b>
2.1. Modelo Poisson .....	7
2.1.1. Distribuição de Poisson .....	7
2.1.2. Sistemas com Equipamentos Reservas .....	8
2.1.3. Exemplo .....	9
2.2. Modelo Markov .....	10
2.2.1. Montagem do Espaço de Estados .....	10
2.2.2. Cálculo das Probabilidades .....	14
2.2.3. Exemplo .....	15
2.2.4. Probabilidades Estacionárias e Índices de Frequência e Duração .....	16
2.2.5. Exemplo .....	17
2.2.6. Aspectos Econômicos .....	18
2.2.7. Aplicação Numérica .....	19
2.3. Simulação Monte Carlo Cronológica .....	21
2.3.1. Aspectos Gerais .....	21
2.3.2. Índices de Confiabilidade .....	23
2.3.3. Aplicação .....	24
2.4. Conclusões .....	27

<b>Capítulo 3: Metodologia Utilizada e Aprimoramentos Propostos .....</b>	<b>29</b>
3.1. Metodologia Inicial: Modelo SMC-II .....	29
3.1.1. Descrição Geral .....	29
3.1.2. Cálculo dos Índices de Confiabilidade .....	32
3.1.3. Programa Computacional .....	33
3.2. Aprimoramentos Propostos: Modelo SMC-III .....	37
3.2.1. Considerações Iniciais .....	37
3.2.2. Classificação de Falhas .....	37
3.2.3. Ilustração do Método Proposto .....	38
3.2.4. Algoritmo (SMC-III) .....	41
<b>Capítulo 4: Aplicações Numéricas .....</b>	<b>44</b>
4.1. Sistema-Teste .....	44
4.2. Validação do Modelo Proposto .....	45
4.3. Estudos de Casos .....	49
4.4. Análise de Sensibilidade .....	65
4.4.1. Pontos com Transferência de Carga .....	66
4.4.2. Tempo de Transferência de Carga .....	73
4.4.3. Tempo de Instalação .....	74
4.4.4. Duração Máxima da Transferência de Carga .....	75
<b>Capítulo 5: Conclusões .....</b>	<b>77</b>
5.1. Conclusões deste Trabalho .....	77
5.2. Proposta de Trabalhos Futuros .....	79
5.3. Produção Bibliográfica .....	80
<b>Referências Bibliográficas .....</b>	<b>81</b>

# LISTA DE FIGURAS

Fig. 2.1: Sistema <i>standby</i> .....	8
Fig. 2.2: Modelo do transformador .....	10
Fig. 2.3: Espaço de estados completo .....	11
Fig. 2.4: Espaço de estados simplificado .....	12
Fig. 2.5: Espaço de estados generalizado .....	13
Fig. 2.6: Espaço de estados do exemplo .....	15
Fig. 2.7: Exemplo de histórico gerado pela simulação Monte Carlo cronológica .....	22
Fig. 3.1: Simulação de um sistema com 5 transformadores .....	30
Fig. 3.2: Ilustração de uma condição de falha do sistema .....	31
Fig. 3.3: Especificação do período de análise no programa .....	33
Fig. 3.4: Modelagem dos tempos de reposição no programa .....	34
Fig. 3.5: Ilustração do modelo SMC-03 .....	38
Fig. 3.6: Modelagem dos tempos de instalação e transferência de carga .....	38
Fig. 3.7: Ações subsequentes a uma avaria .....	41
Fig. 3.8: Ações subsequentes a uma reposição .....	42
Fig. 4.1: Histograma da duração da falha – Caso B .....	47
Fig. 4.2: Histograma da duração da falha – Caso C .....	48
Fig. 4.3: Histograma da duração da falha – Caso E .....	48
Fig. 4.4: Frequência de falha: Caso 1 .....	51
Fig. 4.5: Indisponibilidade: Caso 1 .....	52
Fig. 4.6: <i>EENS</i> : Caso 1 .....	52
Fig. 4.7: Frequência de falha: Caso 2 .....	54
Fig. 4.8: Indisponibilidade: Caso 2 .....	54
Fig. 4.9: <i>EENS</i> : Caso 2 .....	55
Fig. 4.10: Frequência de falha: Caso 3 .....	56
Fig. 4.11: Indisponibilidade: Caso 3 .....	57
Fig. 4.12: <i>EENS</i> : Caso 3 .....	57
Fig. 4.13: Frequência de falha: Caso 4 .....	59
Fig. 4.14: Indisponibilidade: Caso 4 .....	59



Fig. 4.15: <i>EENS</i> : Caso 4 .....	60
Fig. 4.16: Frequência de falha: Caso 5 .....	61
Fig. 4.17: Indisponibilidade: Caso 5 .....	62
Fig. 4.18: <i>EENS</i> : Caso 5 .....	62
Fig. 4.19: Frequência de falha: Caso 6 .....	64
Fig. 4.20: Indisponibilidade: Caso 6 .....	64
Fig. 4.21: <i>EENS</i> : Caso 6 .....	65
Fig. 4.22: Histograma Duração de Falhas: Caso 1 .....	67
Fig. 4.23: Histograma Duração de Falhas: Caso 2 .....	68
Fig. 4.24: Histograma Duração de Falhas: Caso 3 .....	70
Fig. 4.25: Histograma Duração de Falhas: Caso 4 .....	71
Fig. 4.26: Histograma Duração de Falhas: Caso 5 .....	72

# LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Efeito do Número de Reservas – Modelo Poisson .....	9
Tabela 2.2 – Custos do Sistema em R\$/ano – Modelo Markov .....	20
Tabela 2.3 – Dados do Sistema-Teste .....	25
Tabela 2.4 – Índices de Confiabilidade – Modelo SMC-1 .....	26
Tabela 2.5 – Custos do Sistema em R\$/ano – Modelo SMC-1 .....	26
Tabela 4.1 – Sistema-Teste .....	44
Tabela 4.2 – Casos para Validação do Modelo .....	45
Tabela 4.3 – Índices de Confiabilidade .....	46
Tabela 4.4 – Casos Estudados .....	49
Tabela 4.5 – Índices de Confiabilidade do Período: Caso 1 .....	50
Tabela 4.6 – Valor Presente dos Custos: Caso 1 .....	51
Tabela 4.7 – Índices de Confiabilidade do Período: Caso 2 .....	53
Tabela 4.8 – Valor Presente dos Custos: Caso 2 .....	53
Tabela 4.9 – Índices de Confiabilidade do Período: Caso 3 .....	55
Tabela 4.10 – Valor Presente dos Custos: Caso 3 .....	56
Tabela 4.11 – Índices de Confiabilidade do Período: Caso 4 .....	58
Tabela 4.12 – Valor Presente dos Custos: Caso 4 .....	58
Tabela 4.13 – Índices de Confiabilidade do Período: Caso 5 .....	60
Tabela 4.14 – Valor Presente dos Custos: Caso 5 .....	61
Tabela 4.15 – Índices de Confiabilidade do Período: Caso 6 .....	63
Tabela 4.16 – Valor Presente dos Custos: Caso 6 .....	63
Tabela 4.17 – Casos estudados – Pontos de transferência .....	66
Tabela 4.18 – Índices de Confiabilidade do Período: Caso 1 .....	66
Tabela 4.19 – Histograma da Duração da Falha: Caso 1 .....	66
Tabela 4.20 – Resultados de Confiabilidade do Período: Caso 2 .....	67
Tabela 4.21 – Histograma da Duração da Falha: Caso 2 .....	68
Tabela 4.22 – Resultados de Confiabilidade do Período: Caso 3 .....	69
Tabela 4.23 – Histograma da Duração da Falha: Caso 3 .....	69
Tabela 4.24 – Resultados de Confiabilidade do Período: Caso 4 .....	70
Tabela 4.25 – Histograma da Duração da Falha: Caso 4 .....	71

Tabela 4.26 – Resultados de Confiabilidade do Período: Caso 5 .....	71
Tabela 4.27 – Histograma da Duração da Falha: Caso 5 .....	72
Tabela 4.28 – Casos estudados – Tempo de transferência de carga .....	73
Tabela 4.29 – Resultados de Confiabilidade do Período .....	73
Tabela 4.30 – Custos de Operação .....	73
Tabela 4.31 – Casos estudados – Tempo de Instalação .....	73
Tabela 4.32 – Resultados de Confiabilidade do Período .....	74
Tabela 4.33 – Casos estudados – Tempo de Instalação .....	75
Tabela 4.34 – Casos estudados – Máxima Duração Permitida .....	75
Tabela 4.35 – Resultados de Confiabilidade do Período .....	76

# LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica;
\$	Moeda real;
$\mu$	Taxa de reposição;
$C_E$	Preço da energia em \$/MWh;
$C_I$	Valor médio do custo unitário de interrupção de cada consumidor em \$/MWh;
$C_T$	Custo de aquisição de um transformador;
$D$	Duração média das falhas;
$d$	Duração;
EENS	Energia média não suprida (Expected Energy not supplied);
EPNS	Potência média não suprida (Expected power not supplied);
$F$	Frequência;
$f$	Frequência média de falhas por ano;
$FC$	Fator de carregamento médio;
$FP$	Fator de potência;
$FVA$	Fator de conversão de valor presente em valor anual;
$j$	Taxa anual de desconto da empresa;
MTBF	Tempo médio entre falhas (Mean time between failures);
MTTF	Tempo médio para a falha (Mean time to failure);
$N$	Número de transformadores principais;
$n$	Número de transformadores reservas.
N-1	Critério em que o sistema continua operando na perda de um equipamento;
$N_A$	Déficit de transformadores no campo;
$P$	Disponibilidade;
$P(t)$	Probabilidade em um intervalo de tempo $t$ ;
$R(t)$	Confiabilidade no instante $t$ ;
RCM	Manutenção Baseada em Confiabilidade (Reliability-Centered Maintenance);
$S$	Potência aparente;
SMC	Simulação de Monte Carlo Cronológica;
$S_N$	Potência aparente nominal;
$t$	Tempo;
$t_f$	Tempo final;

$t_f$	Tempo de funcionamento;
$t_i$	Tempo de instalação;
$t_{maxtc}$	Tempo máximo de transferência de carga;
$t_o$	Tempo inicial;
$t_r$	Tempo de reposição;
$t_{tc}$	Tempo de transferência de carga;
$U$	Indisponibilidade;
US\$	Moeda dólar;
$V_U$	Vida útil;
$x$	Veze em um intervalo de tempo;
$\Delta t$	Intervalo de tempo;
$\lambda$	Taxa de falha;

# CAPÍTULO 1

## INTRODUÇÃO

### 1.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

UM DESEJO comum a todas as empresas é o de possuir sistemas com alta confiabilidade, aliados a um baixo valor de custos. Segundo [SCJ09], esses dois aspectos são conflitantes, e realizar o equilíbrio entre confiabilidade e custos se torna um grande desafio para os gestores dos sistemas elétricos. Por isso, nas últimas décadas, diversos estudos que possam viabilizar esse anseio vêm sendo publicados na literatura [CL08].

Apesar do esforço dos engenheiros em identificar os problemas e definir ações de manutenção preventiva e preditiva para minimizar riscos de falhas, estas ainda assim acontecem. Na década de 1960, iniciaram-se os estudos de RCM (*Reliability-Centered Maintenance*) [M97], com o objetivo aumentar a confiabilidade e reduzir os custos de manutenção da indústria aeronáutica americana. Entre os benefícios advindos da aplicação da RCM, podem-se citar o aumento da vida útil dos equipamentos e da disponibilidade dos sistemas.

Durante a vida útil de qualquer equipamento, ele está sujeito a falhas. Portanto, é desejável projetar os sistemas para que esses eventos causem o menor impacto possível sobre a sua operação. De acordo com o critério N-1, adotado no planejamento de sistemas de transmissão e subestações, dois ou mais equipamentos são conectados em paralelo para que, caso ocorra a falha de um deles, o sistema se mantenha em funcionamento através dos restantes. Apesar de seguro, este critério implica custos elevados devido ao arranjo das subestações [CK05]. Com isso, uma prática que vêm sendo adotada por subestações que utilizam o mesmo tipo de transformador, é o compartilhamento de transformadores reservas [LCC10].

De um modo geral, deseja-se que, na ocorrência da avaria de um transformador, este seja substituído por um reserva no menor tempo possível, minimizando os prejuízos à carga. Além disso, o estoque deve ser repostado o quanto antes, através do reparo do transformador avariado ou da compra de um transformador novo, uma vez que outras falhas podem ocorrer, contribuindo para a redução do estoque e conseqüentemente, para a deterioração da confiabilidade do

sistema. Segundo [M14], os custos de operação estão associados a falhas no abastecimento da energia demandada pelo usuário. Assim, a restauração do sistema após uma falha, em um período muito extenso, também onera os custos de operação.

Apesar da importância do estoque de reservas para a obtenção de um bom nível de confiabilidade, em [SCJ09] são relatados alguns pontos negativos em relação aos estoques em geral: (i) o estoque gera custos de armazenamento; (ii) os equipamentos sobressalentes podem se danificar; (iii) o estoque pode envolver custos administrativos e secundários; (iv) os equipamentos armazenados podem ser tornar obsoletos, a partir do surgimento de novas alternativas.

No caso específico do planejamento da reserva técnica de uma subestação ou conjunto de subestações, o estoque é determinado pelo nível de confiabilidade requerido e pelos custos agregados ao sistema, como o investimento na aquisição dos equipamentos reservas, seu armazenamento e manutenção, interrupção do fornecimento de energia, além de compensações financeiras ou multas previstas em lei. No Brasil, o padrão de continuidade é atualmente definido pelo Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição no Sistema Elétrico Nacional [A16].

Para a realização do dimensionamento de um estoque de transformadores reservas devem-se levar em consideração dois pontos importantes: (i) o alto custo de aquisição de um transformador reserva, e; (ii) o prazo relativamente longo (entre 12 e 18 meses) para a compra deste equipamento [LVM99]. Portanto, o planejamento do estoque torna-se muito importante devido à influência direta que este exerce nos custos de uma empresa.

Segundo [MKS95], a otimização de estoque é uma tarefa difícil, uma vez que o excesso de transformadores pode comprometer o orçamento da empresa, enquanto um estoque com poucos reservas diminuirá a confiabilidade do sistema e, conseqüentemente, aumentará seus custos de operação.

O principal objetivo deste trabalho é o aprimoramento da metodologia probabilística para avaliação de confiabilidade de parques de transformação com reserva técnica compartilhada apresentada em [LCM15a]. O referido aprimoramento consiste na modelagem de dois aspectos inicialmente desprezados na metodologia original: (i) o tempo necessário para a substituição de um transformador avariado por um reserva do estoque, que, por simplicidade era admitido como nulo, e; (ii) a possibilidade de se fazer a transferência da carga de um transformador avariado para um transformador ou subestação vizinha, com o intuito de reduzir a duração

da interrupção causada pela avaria. Assim, esta dissertação de mestrado descreve os modelos propostos e apresenta os resultados obtidos a partir de sua implementação computacional.

O transformador de subestação é um dos equipamentos mais importantes de um sistema de distribuição por seu alto custo e à necessidade de uma operação contínua. Falhas de transformadores são prejudiciais às empresas, em relação ao aumento de custos e à perda de carga dos clientes. Por isso, a metodologia tratada nesta dissertação de mestrado se dedica totalmente ao transformador. Em trabalhos futuros, esta poderá ser generalizada para aplicação a outros tipos de equipamentos.

## **1.2. DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO**

Nesta seção é feita uma revisão das principais contribuições técnicas ao dimensionamento de estoques compartilhados de transformadores reservas, com enfoque na avaliação da confiabilidade dos sistemas elétricos.

O dimensionamento de estoques é um assunto que já vem sendo explorado há algum tempo, principalmente com foco na matéria prima para a produção industrial. No que se refere à reserva técnica de equipamentos de manutenção, não tem sido dada a mesma importância. Por outro lado, com o aumento da competitividade entre as empresas, esse tema vem sendo tratado recentemente com mais atenção, principalmente pela necessidade crescente de redução dos custos de operação e o aumento da disponibilidade dos sistemas.

A confiabilidade é um assunto tratado na literatura especializada há algumas décadas, o que se justifica pela grande importância do planejamento dos sistemas nos orçamentos das empresas, e os grandes prejuízos decorrentes de suas falhas.

Neste campo, uma evolução ocorreu quando da aplicação da Distribuição de Poisson [P91] ao dimensionamento de estoques de manutenção, permitindo avaliar o risco de falha do sistema ao longo de um período de tempo especificado. Essa distribuição de probabilidade é utilizada em [CK05] na proposta de uma metodologia que visa o dimensionamento ótimo de um estoque de transformadores de subestações. O risco de falha é calculado para um período em que o estoque não pode ser repostado, admitido igual o tempo necessário para que um novo trans-



formador reserva seja adquirido e disponibilizado para o sistema. O número de transformadores reservas é calculado com o objetivo de minimizar os custos.

Em [LVM99] é proposto um método probabilístico baseado na distribuição binomial. Além de determinar o estoque ótimo, a metodologia indica, sob as hipóteses assumidas, o melhor ano de entrada de um novo transformador reserva no estoque.

A referência [NT09] apresenta um modelo probabilístico para determinação do número ótimo de transformadores reservas para conjuntos de transformadores de subestação. 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.

Em [LCC10] apresenta-se uma metodologia probabilística para avaliação de confiabilidade e custos de sistemas de transformadores com estoques compartilhados. Um dos modelos utiliza um processo de Markov para promover uma representação mais realista que a encontrada nas metodologias baseadas na distribuição Poisson, já que modelagem markoviana admite a possibilidade repor o estoque durante o período de análise. Com isso, torna-se possível o cálculo de índices como indisponibilidade, frequência e duração média das falhas. Referências como [H08], [H11], [H12a] e [MSH16] utilizam essa representação para avaliar a confiabilidade e dimensionar o número de transformadores reservas para grupos de subestações.

Nas referências [H11] e [HY16] é incluída a modelagem do tempo necessário para que um transformador do estoque seja instalado no campo. Em [H11], as falhas foram divididas em duas classes. As falhas de Classe 1 são as catastróficas e apresentam longa duração. Quando ocorre este tipo de falha, no caso de haver equipamentos reservas, o sistema fica indisponível até que um transformador reserva seja deslocado do estoque e instalado no campo. Caso contrário, o sistema só estará disponível após o reparo da unidade avariada ou a compra de um novo equipamento. As falhas de Classe 2 são aleatórias e de curta duração, i.e., o tempo necessário para o reparo do equipamento avariado no campo.

De acordo com [M13], após a constatação de uma falha de transformador no campo, são realizadas ações emergenciais temporárias, como a transferência da carga para um alimentador vizinho ou a instalação de uma subestação móvel para suprir os consumidores durante o reparo do transformador avariado ou sua substituição por um reserva.

A representação das unidades ou subestações móveis, que podem ser utilizadas em conjunto com os transformadores reservas, é tratada em trabalhos como [H06], [H08], [H11], [H12a], [H14]. Tais unidades são muito úteis no planejamento da manutenção preventiva [RM12], além de ser uma ótima alternativa na ocorrência falhas, pois podem ser instaladas mais rapidamente que os transformadores reservas convencionais, reduzindo a duração da interrupção dos clientes afetados.

Tratando-se do planejamento de estoques de transformadores reservas de subestações, a simulação Monte Carlo cronológica possui vantagens consideráveis em relação às metodologias analíticas. A distribuição Poisson e os modelos baseados em processos de Markov pressupõem tempos exponencialmente distribuídos (i.e., transformadores operando na região de vida útil) e assumem taxas de falha iguais para todos os equipamentos, o que nem sempre ocorre em sistemas reais. Além disso, a falta de memória, característica da distribuição exponencial, impossibilita a influência dos efeitos do envelhecimento [LCM15a].

Em [LCC10] é analisado o efeito das distribuições não exponenciais em índices tradicionais de confiabilidade. São realizadas comparações usando distribuições não exponenciais tanto nos tempos de reposição quanto nos tempos de falha, o que permite concluir que, para a avaliação dos índices utilizando tempos não exponenciais, a simulação Monte Carlo cronológica será a única opção válida.

A simulação Monte Carlo cronológica permite também modelar eventos como aumento de carga, expansão do parque de transformação e aumento do número de transformadores reservas durante o período de análise. Em [LCM15a], são analisados os efeitos desses eventos nos índices de confiabilidade e custos. A inclusão dessas novas possibilidades na simulação torna todo o processo de dimensionamento do estoque mais próximo da realidade, e, conseqüentemente, exige um modelo de simulação mais complexo.

A metodologia de avaliação de confiabilidade e custos apresentada em [LMC15a] é utilizada em [LCM15b] na determinação da estratégia ótima para composição de um estoque de transformadores reservas para subestações. O trabalho utiliza a técnica metaheurística “Estratégias de Evolução” para gerar o conjunto das melhores soluções para o problema de dimensionamento de estoque, contendo os instantes e as quantidades de transformadores reservas a serem incluídos. A seguir, apresenta-se a estrutura dessa dissertação de mestrado.

### 1.3 – ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Essa dissertação está estruturada em cinco capítulos, brevemente descritos nesta seção.

O presente capítulo apresentou as razões pelas quais o problema de dimensionamento de estoques de transformadores reservas é estudado, bem como um resumo dos principais trabalhos sobre este tema encontrados na literatura.

O Capítulo 2 apresenta os modelos mais utilizados em dimensionamento de estoques, além de suas respectivas formulações matemáticas e detalhes sobre sua implementação computacional. Realizam-se algumas aplicações numéricas para ilustrar as avaliações comparativas entre esses modelos.

O Capítulo 3 descreve a principal contribuição desta dissertação de mestrado, que consta na proposta de modelos cronológicos para representar: i) as ações de transferência de carga entre transformadores ou subestações vizinhas em casos de avaria, e; ii) o tempo necessário para a substituição de transformadores avariados no campo por reservas disponíveis no estoque. Tais modelos são implementados em um programa previamente existente em ambiente MATLAB [LCM15a], [S14], que realiza a análise de confiabilidade de sistemas de transformadores via simulação Monte Carlo cronológica. O objetivo é modificar a ferramenta computacional inicialmente disponibilizada para tornar sua representação ainda mais fiel à realidade operativa dos sistemas, o que permitirá uma melhor avaliação dos índices de confiabilidade e estimativas de custos.

No Capítulo 4, são realizadas aplicações numéricas com o programa computacional resultante da implementação dos modelos propostos neste trabalho. Apresentam-se diversos testes numéricos com sistemas-testes para a validação do algoritmo proposto, estudos de casos e algumas análises de sensibilidade.

Finalmente, o Capítulo 5 destaca as principais conclusões deste trabalho e fornece algumas sugestões para desenvolvimentos futuros.

## CAPÍTULO 2

### MÉTODOS PARA DIMENSIONAMENTO DE ESTOQUES DE TRANSFORMADORES

Neste capítulo, são apresentados os principais modelos probabilísticos usados no dimensionamento de estoques de transformadores reservas para subestações. O objetivo é permitir o entendimento das características de cada modelo, destacando-se suas premissas, restrições e principais vantagens e desvantagens. Para facilitar comparação entre as metodologias, são utilizados alguns exemplos numéricos.

#### 2.1. MODELO POISSON

O MODELO para avaliação de confiabilidade baseado na distribuição de Poisson, referido ao longo deste texto de forma mais simplificada como “Modelo Poisson” [CK05], permite avaliar a confiabilidade de um conjunto de transformadores com um estoque inicialmente definido durante um período de tempo especificado, considerando que tempo de vida dos equipamentos é exponencialmente distribuído. Assim, na região de vida útil do transformador, a taxa de falha pode ser considerada constante [BA92].

##### 2.1.1. Distribuição de Poisson

A distribuição de Poisson possibilita o cálculo da probabilidade de um evento ocorrer um determinado número de vezes em um intervalo de tempo definido [BA92].

Em se tratando de eventos de falha, a taxa de ocorrência é denominada taxa de falha, e simbolizada por  $\lambda$ . Assim, a probabilidade de um equipamento com taxa  $\lambda$  falhar  $x$  vezes em um intervalo de tempo entre 0 e  $t$  é definida por:

$$P_x(t) = \frac{e^{-\lambda t} (\lambda t)^x}{x!}. \quad (2.1)$$

Admite-se, por simplicidade, que, após a falha o equipamento seja substituído imediatamente por outro idêntico, ou seja, o tempo substituição do equipamento avariado no campo por um novo (proveniente do estoque de reservas) é considerado nulo.

Para se calcular a confiabilidade de um sistema com equipamentos reservas, devem ser somadas todas as probabilidades dos eventos em que o sistema funciona. Considerando, por exemplo, um sistema formado por 1 transformador principal e 1 reserva, tem-se:

$$R(t) = P_0(t) + P_1(t) \quad (2.2)$$

onde,  $R(t)$  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 (i.e., a falha do componente principal) no período entre 0 e  $t$ . Neste caso, as probabilidades  $P_0(t)$  e  $P_1(t)$  podem ser calculadas, respectivamente, fazendo-se  $x = 0$  e  $x = 1$  em (2.1).

### 2.1.2. Sistemas com Equipamentos Reservas

Segundo [BA92], os sistemas redundantes podem ser de dois tipos: paralelo ou *standby*. Sistemas do tipo paralelo são aqueles em que dois ou mais componentes operam simultaneamente. Já nos sistemas *standby*, como o ilustrado na Fig.2.1, existe o componente principal e o componente reserva, que entra em operação quando o principal falha.

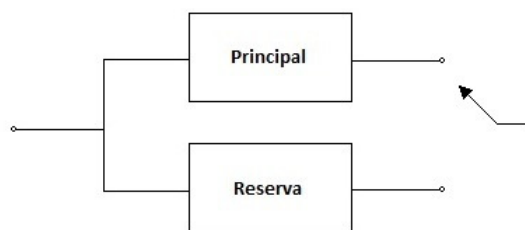


Fig. 2.1 – Sistema *standby*.

Em sistemas que possuem um estoque de reservas, a caracterização *standby* é possível desde que a substituição do componente principal (quando avariado) seja feita em um tempo relativamente pequeno ao ser comparado com o seu tempo médio de funcionamento.

A confiabilidade do sistema para o período de tempo compreendido entre 0 e  $t$ , considerando-se  $N$  componentes principais e  $n$  componentes reservas pode ser calculada por [BA92]:

$$R(t) = e^{-N\lambda t} \left[ 1 + N\lambda t + \frac{(N\lambda t)^2}{2!} + \dots + \frac{(N\lambda t)^n}{n!} \right]. \quad (2.3)$$

Reescrevendo (2.3), tem-se:

$$R(t) = e^{-N\lambda t} \sum_{k=0}^n \frac{(N\lambda t)^k}{k!}. \quad (2.4)$$

Note que a confiabilidade do sistema aumenta conforme o número de reservas se eleva. Porém, a cada reserva adicionado, o acréscimo na confiabilidade torna-se menor.

### 2.1.3. Exemplo

Considere uma subestação hipotética, com cinco transformadores no campo e dois reservas no estoque. Admita que a taxa de falha seja de 0,2 f/ano e o tempo médio para aquisição de um transformador novo seja de um ano. Assim, para  $N = 5$ ,  $n = 2$ ,  $\lambda = 0,2$  e  $t = 1$ , obtém-se por (2.4),  $R(1) = 0,9197$ . Logo, o risco de falha do sistema no período de 1 ano vale  $1 - 0,9197 = 0,0803$ , i.e., aproximadamente 8%.

Variando-se o número de reservas  $n$ , obtêm-se os resultados da Tabela 2.1. Note que quanto maior  $n$ , maior a confiabilidade, mas menor é o seu acréscimo, chegando ao ponto em que a adição de um transformador reserva, não afeta significativamente a confiabilidade.

TABELA 2.1 – EFEITO DO NÚMERO DE RESERVAS – MODELO POISSON

$n$	Confiabilidade	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

## 2.2. MODELO MARKOV

Neste trabalho, o denominado “Modelo Markov” consiste em um processo estocástico que representa as transições entre os possíveis estados de um conjunto de transformadores com um estoque de equipamentos reservas. Da formulação matemática dos processos de Markov [BA92], tem-se que a probabilidade do sistema ocupar em um determinado estado futuro depende apenas do estado atual, o que caracteriza um “processo sem memória”. Assim, este tipo de representação é válido quando os equipamentos envolvidos apresentam taxas constantes, o que implica admitir tempos de funcionamento e reposição com distribuição exponencial.

### 2.2.1. Montagem do Espaço de Estados

A representação por espaço de estados permite o cálculo das probabilidades instantâneas de funcionamento e falha dos transformadores [LCC10]. As probabilidades de sucesso e de falha do sistema são obtidas a partir das probabilidades dos estados. Estas probabilidades dependem de uma série de fatores, como: dimensão do sistema, taxa de falha, tempo médio de reposição (aquisição de um transformador novo), número de unidades reservas e tempo médio de instalação das unidades reservas (quando modelado este tempo [H12]).

A Fig. 2.2 ilustra o modelo Markoviano para um transformador que não possui reserva. Ele é representado dois possíveis estados: (1) em funcionamento e (2) avariado.

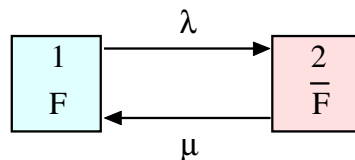


Fig. 2.2 – Modelo do transformador [CL09].

O parâmetro  $\lambda$  representa a taxa de falha do transformador. Como o objetivo é dimensionar o estoque de transformadores reservas (que são utilizados apenas no caso de falhas não reparáveis no campo), somente as falhas catastróficas serão representadas pela taxa  $\lambda$ . Por sua vez,  $\mu$  representa a taxa de reposição, i.e., o inverso do tempo médio necessário para a aquisição de um novo transformador para recompor o estoque. Como se trata de um modelo Markoviano, admite-se que tanto o tempo de falha quanto o tempo de reposição sejam distribuídos exponencialmente.

Para a representação de um sistema com diversos transformadores operando no campo e um número qualquer de transformadores reservas, deve ser montar o espaço de estados do sistema, obtido a partir dos espaços de estados dos componentes individuais.

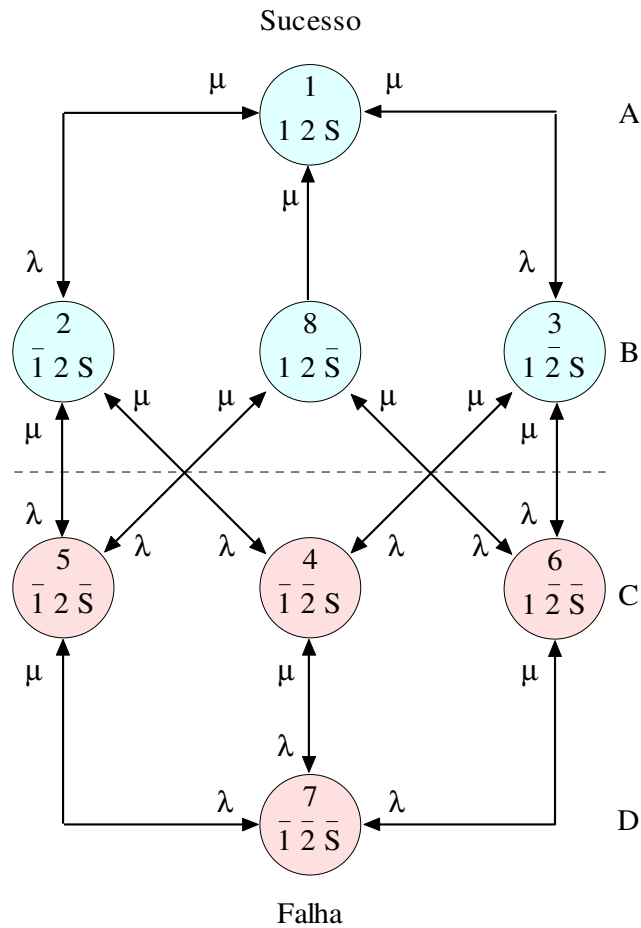


Fig. 2.3 – Espaço de estados completo.

A Fig.2.3 representa um sistema formado por dois transformadores no campo e um reserva no estoque. Assim, o sistema funciona se existirem dois ou três transformadores disponíveis.

Note que, na camada A os três transformadores estão disponíveis (1 e 2 no campo, e S no estoque). Na camada B, onde estão os estados 2, 8 e 3, o sistema apresenta dois transformadores operando no campo e um avariado. Na camada C, composta pelos estados 5, 4 e 6, têm-se dois transformadores avariados e um em operação. Por último, a camada D apresenta os três transformadores avariados. Com isso, as camadas A e B representam os estados de sucesso do sistema e as camadas C e D representam os estados de falha, onde o número de transformadores em operação é menor que dois.



Observe que na Fig. 2.3 não ocorre a transição do estado 1 para o estado 8, devido ao fato de não ser considerado uma possível falha de um transformador que esteja no estoque. As falhas são consideradas apenas para os equipamentos que estão no campo em operação.

A representação de todos os estados de um sistema de dois transformadores principais e um reserva é relativamente simples. Porém, para sistemas maiores, essa representação torna-se mais complexa. Para a viabilização da análise através do Modelo Markov, é possível elaborar um diagrama simplificado, em que os estados com condições operativas equivalentes são agregados em um único estado acumulado. Por exemplo, os estados 2, 8 e 3 da Fig. 2.3 possuem dois transformadores em operação em um avariado, podendo ser representados pelo estado B, como ilustra a Fig. 2.4.

Nesta nova organização, apresentam-se (da esquerda para a direita): o número de transformadores em operação, o número de transformadores avariados e o número de transformadores disponíveis no estoque.

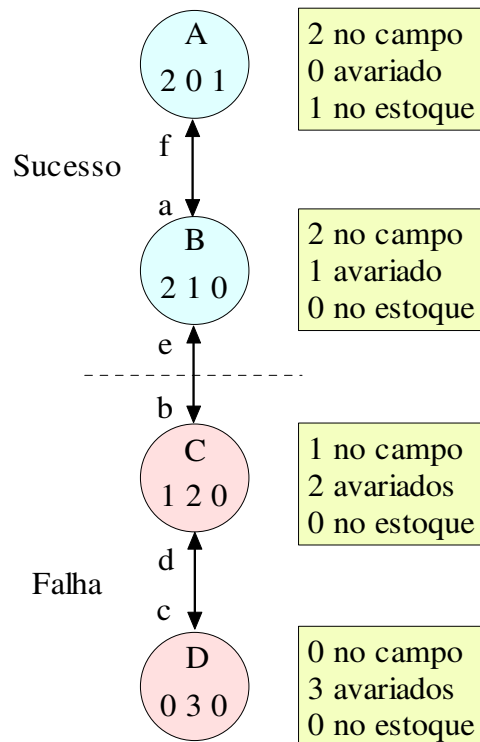


Fig. 2.4 – Espaço de estados simplificado.

Em consequência da redução do número de estados, as taxas de transição deverão ser recalculadas para que o modelo simplificado seja matematicamente equivalente à representação anterior [BA92]. Assim, pode-se mostrar que:

$$a = 2\lambda; b = 2\lambda; c = \lambda; d = 3\mu; e = 2\mu; f = \mu. \quad (2.5)$$

Generalizando esse espaço de estados para um sistema com  $N$  transformadores no campo e  $n$  transformadores reservas, tem-se o diagrama da Fig. 2.5.

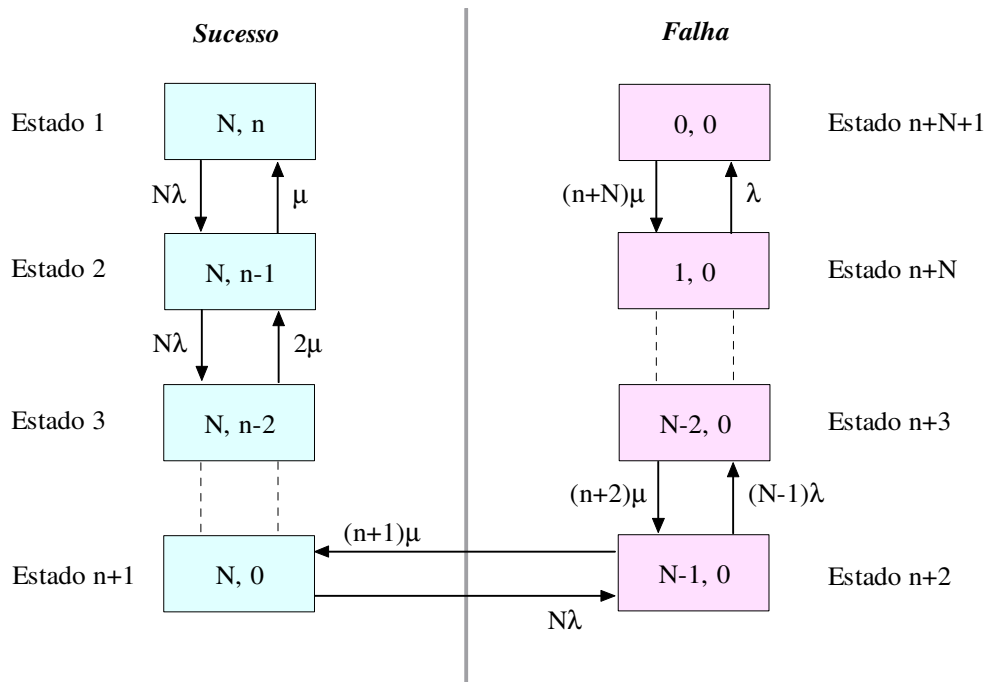


Fig. 2.5 – Espaço de estados generalizado [CL09].

Na Fig. 2.5, tem-se em cada estado (da esquerda para a direita) o número de transformadores em funcionamento no campo e o número de reservas disponíveis no estoque. Pode ser observado que existem  $n+N+1$  estados, sendo que  $n+1$  são estados de sucesso (onde existem  $N$  transformadores em operação) e  $N$  são estados de falha (onde o número de transformadores em operação é menor que  $N$ ). Neste caso, admite-se por simplicidade que na falha de qualquer transformador do campo, o reserva entra em operação imediatamente.

### 2.2.2. Cálculo das Probabilidades

As probabilidades dos estados, em cada instante  $t$ , podem ser calculadas através da solução do seguinte sistema de equações diferenciais [LCC10].

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

onde o número de estados é:

$$n_e = n + N + 1. \quad (2.7)$$

Em (2.6), tem-se que  $P(t)$  é o vetor  $1 \times n_e$  das probabilidades instantâneas dos estados e  $A$  é a matriz  $n_e \times n_e$  das taxas de transição, construída da seguinte forma:

$$A_{ij} = \lambda_{ij}, \quad (2.8)$$

$$A_{ii} = - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n_e} A_{ij}. \quad (2.9)$$

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

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

Neste caso, a matriz  $P$  de probabilidades de transição é calculada em função da matriz de taxas [BA92], [LCC10], por:

$$P = \Delta t \times A + I \quad (2.11)$$

em que  $I$  é a matriz identidade da mesma dimensão de  $A$ . A fim de calcular as probabilidades transitórias, utiliza-se (2.10) de forma recursiva, através de passos de tempo  $\Delta t$  até que o instante  $t$  desejado seja atingido. A disponibilidade do sistema em  $t$  corresponde à soma das probabilidades dos estados de sucesso neste mesmo instante.

### 2.2.3. Exemplo

Considerando novamente um sistema com  $N = 5$ ,  $n = 2$ ,  $\lambda = 0,2$  falhas/ano, e admitindo  $\mu = 1$  reposição/ano, tem-se o espaço de estado ilustrado na Fig. 2.6.

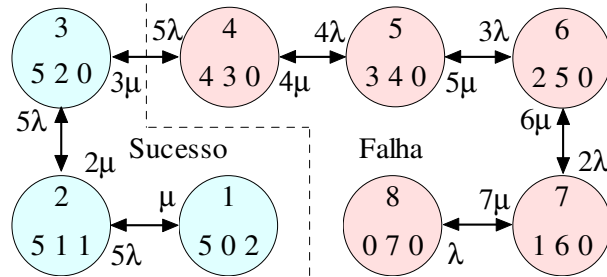


Fig. 2.6 – Espaço de estados do exemplo.

Neste exemplo,  $\Delta t$  foi escolhido para que o produto entre a maior taxa de espaço de probabilidades e  $\Delta t$  resultasse em uma probabilidade de transição de 0,0005. Assim:

$$\Delta t = \frac{0,0005}{7\mu} = \frac{0,0005}{7} \cong 7,15 \cdot 10^{-5} \text{ anos.} \quad (2.12)$$

Para calcular as probabilidades dos estados para  $t = 1$  ano (período de tempo necessário para a aquisição de um transformador novo), utiliza-se (2.10) recursivamente de  $t = 0$  a  $t = 1$ , com passo  $\Delta t$ , onde o sistema é inicialmente considerado no estado 1, assim:

$$P(0) = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}. \quad (2.13)$$

Dessa forma, depois de realizado a simulação chega-se as seguintes probabilidades:

$$\begin{aligned} P_1(1) &= 0,531471, P_2(1) = 0,336054, P_3(1) = 0,106449, \\ P_4(1) &= 0,022826, P_5(1) = 0,002959, P_6(1) = 0,000231, \\ P_7(1) &= 0,000010, P_8(1) = 1,8 \times 10^{-7}. \end{aligned} \quad (2.14)$$

Logo, a probabilidade do sistema estar funcionando ao fim de  $t$ , tendo iniciado no estado 1, é:

$$R(1) = P_1(1) + P_2(1) + P_3(1) = 0,9740. \quad (2.15)$$

Comparando-se (2.15) com o resultado obtido pelo Modelo Poisson, em que  $R(t) = 0,9197$ , observa-se uma diferença considerável. Esse resultado, mais pessimista, se deve ao fato de que, ao contrário do Modelo Markov, o Modelo Poisson não admite a possibilidade de que o

estoque seja repostado durante o período de análise. Para comprovar, basta admitir  $\mu = 0$  reposição/ano. Assim, refazendo os cálculos, obtêm-se:

$$R(1) = P_1(1) + P_2(1) + P_3(1) = 0,9197 . \quad (2.16)$$

Assim, pode-se concluir que o Modelo Poisson corresponde a um caso particular do Modelo Markov, quando neste último não se admite a possibilidade de reposição do estoque durante o período de análise.

### 2.2.4 – Probabilidades Estacionárias e Índices de Frequência e Duração

A partir das probabilidades estacionárias dos estados, correspondentes à região onde as probabilidades ficam constantes e independentes da condição inicial do problema [BA92], são calculados os valores de frequência e duração média dos estados do sistema. Como as probabilidades permanecem constantes, em (2.6) os elementos do vetor de derivadas tornam-se nulos, resultando em um sistema de equações algébricas do tipo,

$$0 = PS \times A \quad (2.17)$$

onde  $PS$  é o vetor  $1 \times n_e$  de probabilidades estacionárias, e  $0$  indica um vetor  $1 \times n_e$  de elementos nulos. Como a matriz  $A$  é singular, o sistema (2.17) é indeterminado. Assim, para se determinar as probabilidades estacionárias, é preciso substituir qualquer equação por:

$$PS_1 + PS_1 + \dots + PS_{n_e} = 1 . \quad (2.18)$$

Uma vez que o sistema tenha sido resolvido, pode-se calcular sua disponibilidade por:

$$PS_{sucesso} = \sum_{i=1}^{n+1} PS_i . \quad (2.19)$$

A disponibilidade corresponde à probabilidade do sistema ser encontrado em funcionamento em qualquer instante de tempo futuro  $t$ , assumindo que as condições estáveis sejam asseguradas. A probabilidade de falha é calculada por:

$$PS_{falha} = 1 - PS_{sucesso} . \quad (2.20)$$

Contudo, a indisponibilidade é capaz de fornecer um valor numérico de mais fácil interpretação, dado, por exemplo, em dias por ano:

$$U = PS_{falha} \times 365. \quad (2.21)$$

A frequência média de falha de um sistema corresponde ao número médio de falhas apresentadas pelo mesmo por unidade de tempo [BA92]. Essa frequência pode ser calculada a partir do modelo Markoviano da Fig. 2.5 por:

$$F_{falha} = PS_{n+1} \times N\lambda = PS_{n+2} \times (n+1)\mu. \quad (2.22)$$

A duração de cada falha depende do tempo necessário para adquirir um novo transformador e da possibilidade de ocorrerem outras avarias de equipamentos durante este período. Matematicamente, a duração média das falhas do sistema é expressa por:

$$D_{falha} = \frac{PS_{falha}}{F_{falha}}. \quad (2.23)$$

Pode-se também determinar o tempo médio para a falha (*MTTF – Mean Time To Failure*) e o tempo médio entre falhas (*MTBF – Mean Time Between Failures*), usando:

$$MTTF = \frac{PS_{sucesso}}{F_{falha}} \quad (2.24)$$

$$MTBF = \frac{1}{F_{falha}}. \quad (2.25)$$

### 2.2.5. Exemplo

Reconsiderando os dados do exemplo anterior, e resolvendo o sistema (2.17) e (2.18), tem-se:

$$\begin{aligned} PS_1 = 0,369785, PS_2 = 0,369785, PS_3 = 0,184892, PS_4 = 0,061631, PS_5 = 0,012326, \\ PS_6 = 0,001479, PS_7 = 0,000099, PS_8 = 0,000003. \end{aligned} \quad (2.26)$$

A probabilidade de funcionamento é dada por:

$$PS_{sucesso} = PS_1 + PS_2 + PS_3 = 0,924463. \quad (2.27)$$

A indisponibilidade pode ser calculada como:

$$U = PS_{falha} \times 365 = 27,6 \text{ dias/ano.} \quad (2.28)$$

Para o cálculo da frequência de falha, tem-se:

$$F_{falha} = PS_3 \times 5\lambda = 0,1849 \text{ falhas/ano.} \quad (2.29)$$

A duração média da falha do sistema é dada por:

$$D_{falha} = \frac{PS_{falha}}{F_{falha}} = 0,4085 \text{ anos} \cong 149,12 \text{ dias.} \quad (2.30)$$

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

$$MTTF = \frac{PS_{falha}}{F_{falha}} = 5 \text{ anos} \quad (2.31)$$

$$MTBF = \frac{1}{F_{falha}} = 5,4085 \text{ anos.} \quad (2.32)$$

### 2.2.6. Aspectos Econômicos

É de suma importância ter um sistema com alta confiabilidade, porém é necessário determinar até que ponto é viável economicamente aumentar-se a mesma. O dimensionamento ótimo do estoque é o que minimiza a soma entre os custos de investimento e os custos de operação do sistema, o que inclui custos de não-faturamento, interrupção de energia, penalidades previstas em lei [A16], perdas técnicas, reposição de equipamentos avariados e quaisquer outras parcelas decorrentes das falhas que se tenha interesse em representar.

O Modelo Markov apresentado neste trabalho considerara, por simplicidade, apenas os custos de interrupção, não-faturamento e investimento na aquisição do estoque. Com isso, o custo anual de operação pode ser estimado [LCC10], a partir da energia média não suprida (*EENS*):

$$Custo_{op} = (C_E + C_I) \times EENS \quad (2.33)$$

onde  $C_E$  é o preço da energia em \$/MWh e  $C_I$  é o valor médio utilizado para representar o custo unitário de interrupção dos consumidores em \$/MWh. O índice *EENS* (*Expected Energy Not Supplied*) corresponde ao valor médio da energia não suprida por ano, dada pelo produto entre a *EPNS* (*Expected Power Not Supplied*) e 8760, i.e., o número de horas no ano. A *EPNS* fornece a potência média não suprida continuamente pelo sistema, sendo calculado por:

$$EPNS = \sum_{i=1}^{n_e} PNS_i \times PS_i \quad (2.34)$$

onde  $PNS_i$  é a potência não suprida no estado  $i$ , estimada por:

$$PNS_i = NA_i \times S_N \times FP \times FC \quad (2.35)$$

onde  $NA_i$  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 do sistema.

O custo anual do investimento no estoque pode ser calculado por [LCC10]:

$$Custo_{inv} = n \times C_T \times FVA \quad (2.36)$$

onde  $n$  é o número de reservas;  $C_T$  é preço de um transformador em \$, e  $FVA$  é o fator para conversão de valor presente em anual, a uma taxa  $j$  em um período de  $n_p$  anos, calculado por:

$$FVA = \frac{(1+j)^{n_p} - 1}{j \times (1+j)^{n_p}} \quad (2.37)$$

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 operação. Portanto, o número ótimo de transformadores no estoque pode ser obtido a partir de uma análise dos custos do sistema em diversas configurações do estoque, optando pela alternativa que apresentar a menor soma entre os custos de investimento e operação, desde que os indicadores de confiabilidade estejam dentro de um limite aceitável.

### 2.2.7. Aplicação Numérica

O sistema-exemplo considerado nesta aplicação consiste em um conjunto de 176 transformadores de 138/13,8 kV/25 MVA [LCM15a]. A taxa de falha de um transformador é estimada como  $\lambda = 0,0135$  f/ano e o tempo médio de aquisição de um transformador é de 1 ano. O produto entre o fator de potência da carga e o fator de carregamento médio dos transformadores é 0,5080. O preço admitido para um transformador é R\$ 1.700.000,00 e sua vida útil é de 40 anos. A taxa de juros considerada é de 12% ao ano e os custos de fornecimento de energia e interrupção são, respectivamente, 204,60 e 1500,00 R\$/MWh. A Tabela 2.2 apresenta os cus-



tos de investimento, operação e sua soma, obtidos pelo Modelo Markov, com o número de reservas  $n$  variando entre 1 e 10.

TABELA 2.2 – CUSTOS DO SISTEMA EM R\$/ANO – MODELO MARKOV

$n$	Investimento	Operação	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

Observe que com 8 transformadores reservas, a soma dos custos é a menor entre todas as alternativas analisadas. Para este caso, a indisponibilidade do sistema é de 7,03 horas por ano, e a frequência e a duração média das falhas valem, respectivamente, 0,0056 f/ano e 52,7 dias. A *EENS* é de aproximadamente 115,08 MWh/ano e a soma entre os custos esperados de investimento e não faturamento é de R\$ 1.845.895,07 por ano.

Assim, se os índices resultantes da utilização de 8 transformadores reservas estiverem dentro de limites aceitáveis, o número ótimo de transformadores reservas deste sistema é 8. Se, por outro lado, algum indicador estiver fora do padrão aceitável, mais equipamentos reservas deverão ser adicionados ao estoque até que a solicitação seja satisfeita. Neste caso, não se atingirá o ponto mais econômico.

## 2.3. SIMULAÇÃO MONTE CARLO CRONOLÓGICA

### 2.3.1. Aspectos Gerais

A simulação Monte Carlo cronológica pode ser utilizada no cálculo de índices de confiabilidade e na otimização dos estoques de transformadores [LCC10]. Esse tipo de simulação necessita da amostragem de um grande número de anos de operação para que o desempenho do sistema possa ser avaliado. O processo se baseia na estatística de distribuições associadas aos tempos de operação e reposição de cada transformador. Os tempos de operação são referentes ao estado de sucesso do equipamento, i.e., quando o mesmo está em funcionamento no campo. Já os tempos de reposição se referem ao estado de falha, i.e., quando o equipamento fica inoperante por ocorrência de uma falha, tendo que ser substituído por um reserva. Assim, um novo equipamento deverá ser adquirido para substituir o que foi retirado do estoque.

A Fig. 2.7 ilustra o processo de simulação Monte Carlo cronológica em um sistema formado por três transformadores idênticos, designados por 1, 2 e 3. Para o funcionamento do sistema, é necessário que dois transformadores estejam em operação. Cada transformador poderá ocupar os seguintes estados: em operação (*up*), em estoque (*spare*) e avariado (*down*). É possível obter em qualquer instante, 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.

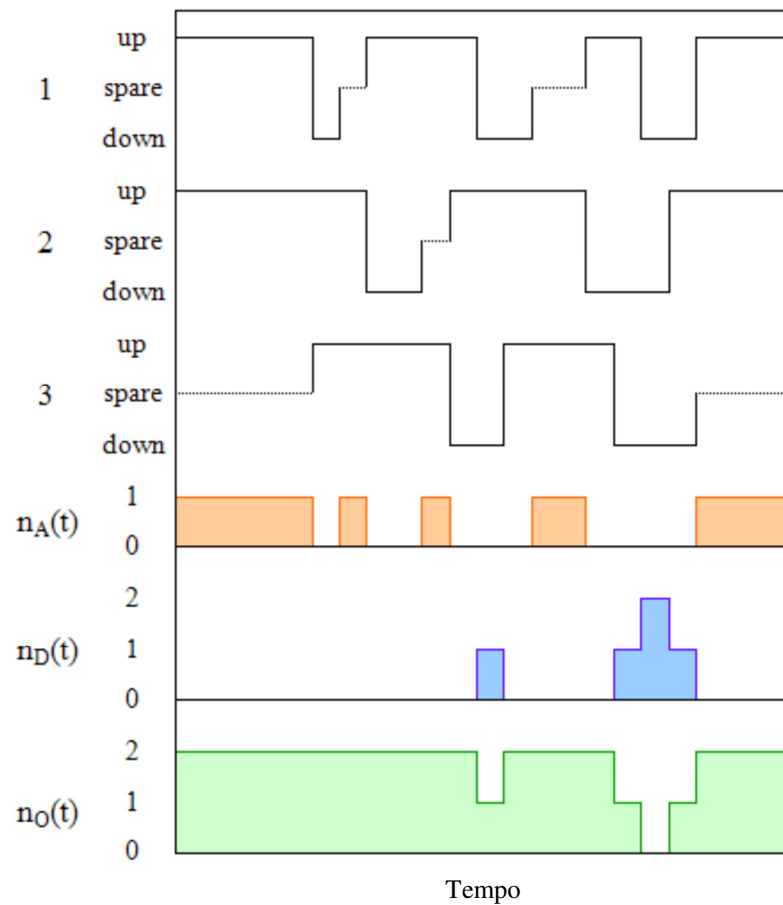


Fig. 2.7 – Exemplo de histórico gerado pela simulação Monte Carlo cronológica [LCC10].

Inicialmente, têm-se os transformadores 1 e 2 operando e o transformador 3 no estoque. Após a falha do transformador 1, o transformador 3 entra em operação imediatamente (o tempo de instalação é desconsiderado). O equipamento avariado é então encaminhado para reparo ou descartado e substituído por um novo, que, após o tempo de aquisição, será incorporado ao sistema para recompor o estoque. Se durante este período, em que não há transformadores disponíveis no estoque, ocorrer outra falha, o sistema será considerado falhado até que um novo transformador esteja pronto para entrar em operação. Vale ressaltar que a confiabilidade de um transformador na reserva é considerada 100%, i.e., nunca ocorre nas simulações a falha de um transformador que esteja no estoque. As falhas apenas acontecem quando o equipamento está em funcionamento.

Se os tempos de funcionamento de um transformador forem distribuídos exponencialmente, seus sorteios podem ser realizados por [BA92]:

$$t_f = -\frac{1}{\lambda} \times \ln(U_{01}) \quad (2.38)$$

onde  $\lambda$  é a taxa de falha do equipamento e  $U_{01}$  é um número aleatório uniforme entre 0 e 1.

Uma expressão análoga pode ser obtida para o tempo de reposição, bastando apenas substituir a taxa de falha  $\lambda$  pela taxa de reposição  $\mu$ . Assim:

$$t_r = -\frac{1}{\mu} \times \ln(U_{01}). \quad (2.39)$$

As equações em (2.38) e (2.39) são válidas se os tempos envolvidos apresentarem distribuição exponencial. Esta hipótese é válida para tempos de funcionamento de equipamentos na região de vida útil [BA92] e frequentemente admitida para tempos de reposição, quando são utilizados modelos Markovianos. Contudo, os métodos baseados em simulação cronológica permitem a utilização de qualquer distribuição de probabilidade, bastando, para isso, utilizar equações correspondentes para o sorteio dos tempos.

### 2.3.2. Índices de Confiabilidade

A simulação Monte Carlo cronológica permite estimar, entre outros, os índices de confiabilidade descritos abaixo:

#### 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, i.e.:

$$P = \frac{\text{Tempo total de funcionamento}}{\text{Tempo total de simulação}}. \quad (2.40)$$

#### Frequência Média de Falha

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

$$f = \frac{\text{Número de falhas do sistema}}{\text{Tempo total de simulação}}. \quad (2.41)$$

Neste caso, é importante destacar que, de acordo com este modelo (que admite, por simplificação, que a instalação de um transformador reserva seja imediata) a avaria de um equipamento somente representará uma falha para sistema quando não houver equipamentos reservas no estoque para repor o que falhou no campo.

### **Duração Média da Falha**

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

$$D = \frac{\text{Tempo total de falha}}{\text{Número de falhas do sistema}} . \quad (2.42)$$

### **Tempo Médio entre Falhas (MTBF)**

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

$$MTBF = \frac{\text{Tempo total de simulação}}{\text{Número de falhas do sistema}} . \quad (2.43)$$

### **Potência Média Não Suprida (EPNS)**

A *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.

$$EPNS = \frac{\text{Energia total não fornecida}}{\text{Tempo total de simulação}} . \quad (2.44)$$

### **2.3.3. Aplicação**

O método de simulação descrito nesta seção foi proposto em [LCC10] e será referido neste texto como modelo SMC-I. Os dados de entrada para a aplicação deste modelo são:

- Número de transformadores no campo e no estoque;
- Potência nominal do transformador;
- Taxa de falha e tempo médio de aquisição de um transformador novo;
- Vida útil do transformador;

- Preço de venda da energia e custo de interrupção;
- Preço de um transformador novo e taxa de desconto.

Entre os resultados fornecidos estão os índices de confiabilidade e os valores anuais dos custos de operação e investimento na compra dos equipamentos do estoque.

A determinação do número ótimo de reservas é feita pela simulação do sistema com diferentes números de transformadores reservas e pela seleção da alternativa de menor custo, desde que os indicadores de confiabilidade estejam dentro de limites aceitáveis.

Para viabilizar a comparação entre metodologias, foi escolhido o mesmo sistema-teste analisado anteriormente pelo Modelo Markov. A Tabela 2.3 resume os dados elétricos, econômicos e de confiabilidade utilizados nos cálculos apresentados a seguir.

TABELA 2.3 – DADOS DO SISTEMA-TESTE

Parâmetro	Símbolo	Valor	Unidade
Número de transformadores no campo	$N$	176	-
Potência do transformador	$S$	25	MVA
Fator de carregamento $\times$ fator de potência	$F_C$	0,5080	-
Taxa de falha do transformador	$\lambda$	0,0135	falhas/ano
Taxa de reposição	$\mu$	1	reposições/ano
Vida útil do transformador	$V_U$	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	$C_T$	$1,70 \times 10^6$	R\$
Taxa anual de desconto da empresa	$j$	12%	-

A seguir são apresentados os resultados obtidos com a aplicação do programa, admitindo que o estoque original seja composto de 5 transformadores reservas. Para efeito de validação da metodologia, são admitidos tempos exponenciais de funcionamento e reposição dos transformadores, de forma que os resultados obtidos possam ser comparados diretamente aos fornecidos pelo Modelo Markov.

As tabelas 2.4 e 2.5 apresentam, respectivamente, os resultados de confiabilidade e custos obtidos pelo modelo SMC-I, implementado em um programa em linguagem MATLAB. A convergência do processo foi controlada pelo coeficiente de variação  $\beta$  [BA92], [LCM10] do índice *EENS*. Nos últimos casos (8, 9 e 10 transformadores reservas) foram necessários cerca de 200.000 anos de simulação para satisfazer ao critério  $\beta = 1\%$ , demandando um tempo de simulação de aproximadamente 1 minuto.

TABELA 2.4 – ÍNDICES DE CONFIABILIDADE – MODELO SMC-I

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	0,6232	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 2.5 – CUSTOS DO SISTEMA EM R\$/ANO – MODELO SMC-I

Reservas	Investimento	Interrupção e Não Faturamento	Soma	Soma (Modelo Markov)
1	206.216,16	277.695.530,99	277.901.747,16	275.173.549,03
2	412.432,33	145.836.659,56	146.249.091,89	147.086.187,51
3	618.648,49	68.049.953,10	68.668.601,59	67.935.952,35
4	824.864,65	26.876.211,25	27.701.075,90	27.587.558,08
5	1.031.080,82	9.206.454,77	10.237.535,59	10.343.064,59
6	1.237.296,98	2.820.499,92	4.057.796,90	4.104.434,13
7	1.443.513,14	793.035,55	2.236.548,69	2.232.884,27
8	1.649.729,31	193.872,44	1.843.601,74	1.845.895,07
9	1.855.945,47	44.309,02	1.900.254,49	1.900.313,94
10	2.062.161,63	9176,07	2.071.337,71	2.071.361

O modelo SMC-I permite concluir que, neste sistema, o número ótimo de transformadores reservas é 8, implicando um custo anual de R\$ 1.843.601,74. Comparando os custos totais obtidos pelas metodologias SMC-I e Markov (transcritos da Tabela 2.2), têm-se resultados praticamente iguais. Dessa forma, pode-se concluir que o modelo Markov é um caso particular do modelo cronológico, quando os tempos de funcionamento e de reposição são distribuídos exponencialmente e os todos transformadores são admitidos idênticos.

## 2.4. CONCLUSÕES

Nesta seção foram apresentados alguns modelos probabilísticos (Poisson, Markov e cronológico) utilizados no cálculo de índices de confiabilidade de um parque de transformação e no dimensionamento ótimo do seu estoque de reservas.

Apesar de empregado em alguns trabalhos, o Modelo Poisson possui uma aplicação mais restrita, pois não considera a possibilidade de reposição do estoque no período de análise. O Modelo Markov é uma ferramenta um pouco mais abrangente, que permite o cálculo de índices como indisponibilidade, frequência e duração média de falha, tempo médio entre falhas, além de valores esperados de potência e energia não suprida. Contudo, esse modelo admite apenas tempos de funcionamento e reposição distribuídos exponencialmente, e, portanto, todos os transformadores devem ser idênticos e apresentar taxa de falha constante.

O modelo cronológico SMC-I, por sua vez, é mais genérico e possui características vantajosas em relação aos analíticos. Embora necessite de que os transformadores sejam idênticos, o Modelo SMC-I admite a utilização de tempos não exponenciais para o funcionamento e a reposição de equipamentos no estoque. Como características deste modelo, podem-se citar:

- O tempo de funcionamento dos transformadores não precisa ser exponencial;
- O tempo de reposição do estoque não precisa ser exponencial;
- Os transformadores (do campo e do estoque) devem ser idênticos, i.e., apresentar a mesma taxa de falha. Esta restrição impede que se represente adequadamente a substituição de um transformador mais antigo, provavelmente com vida restante não exponencial, por um equipamento novo, para o qual a distribuição exponencial é válida.



Além do exposto acima, tem-se que a estrutura do algoritmo de simulação do Modelo SMC-I pressupõe que a dimensão do sistema seja invariante no tempo, não admitindo representar o crescimento da carga, a expansão da rede e o envelhecimento dos transformadores.

O próximo capítulo descreve o modelo proposto nessa dissertação de mestrado. O algoritmo utilizado como base para os desenvolvimentos realizados utiliza simulação Monte Carlo cronológica e foi apresentado em [LCM15a]. Como já mencionado, a contribuição deste trabalho está na elaboração de modelos para as ações de transferência de carga e a representação do tempo de substituição dos transformadores avariados por reservas do estoque.

# CAPÍTULO 3

## METODOLOGIA UTILIZADA E APRIMORAMENTOS PROPOSTOS

Este capítulo descreve os fundamentos da metodologia de avaliação de confiabilidade utilizada neste trabalho. O método, referido neste texto como Modelo SMC-II [LCM15a], generaliza a aplicabilidade do Modelo SMC-I [LCC10], descrito no capítulo anterior. Após a apresentação do algoritmo, são destacados os aprimoramentos metodológicos incluídos ao mesmo, que, como já mencionado, consistem na principal contribuição desta dissertação de mestrado.

### 3.1. METODOLOGIA INICIAL: MODELO SMC-II

#### 3.1.1. Descrição Geral

**N**O MODELO SMC-I [LCC10], os transformadores devem ser idênticos (inclusive os reservas), porém não há necessidade de que os tempos de funcionamento e aquisição sejam exponenciais. Neste caso, as distribuições de probabilidade dos tempos envolvidos são informadas a partir de suas expressões analíticas [BA96], ou, se necessário, uma adaptação pode ser feita para que tais distribuições sejam representadas por histogramas.

O modelo apresentado nesta seção (denominado SMC-II) tem uma estrutura diferente do anterior, e permite considerar, se necessário, o envelhecimento dos transformadores do campo e a sua substituição por transformadores novos. Além disso, o método pode ser utilizado em conjunto com algum algoritmo de otimização, viabilizando a identificação das melhores estratégias, i.e., as de menor custo total, para a formação dos estoques de transformadores reservas ao longo de um horizonte de planejamento previamente especificado [S14].

A Fig. 3.1 mostra a simulação de um sistema hipotético composto de 5 transformadores com idades diferentes e um transformador reserva no estoque. O instante “0” representa o momento presente em que se conhece o estado de cada equipamento, i.e., disponível (*up*) ou avariado

(*down*). A avaliação de confiabilidade se dará entre  $t_0$  (início do primeiro ano do período de análise) e  $t_f$  (fim do último ano do período).

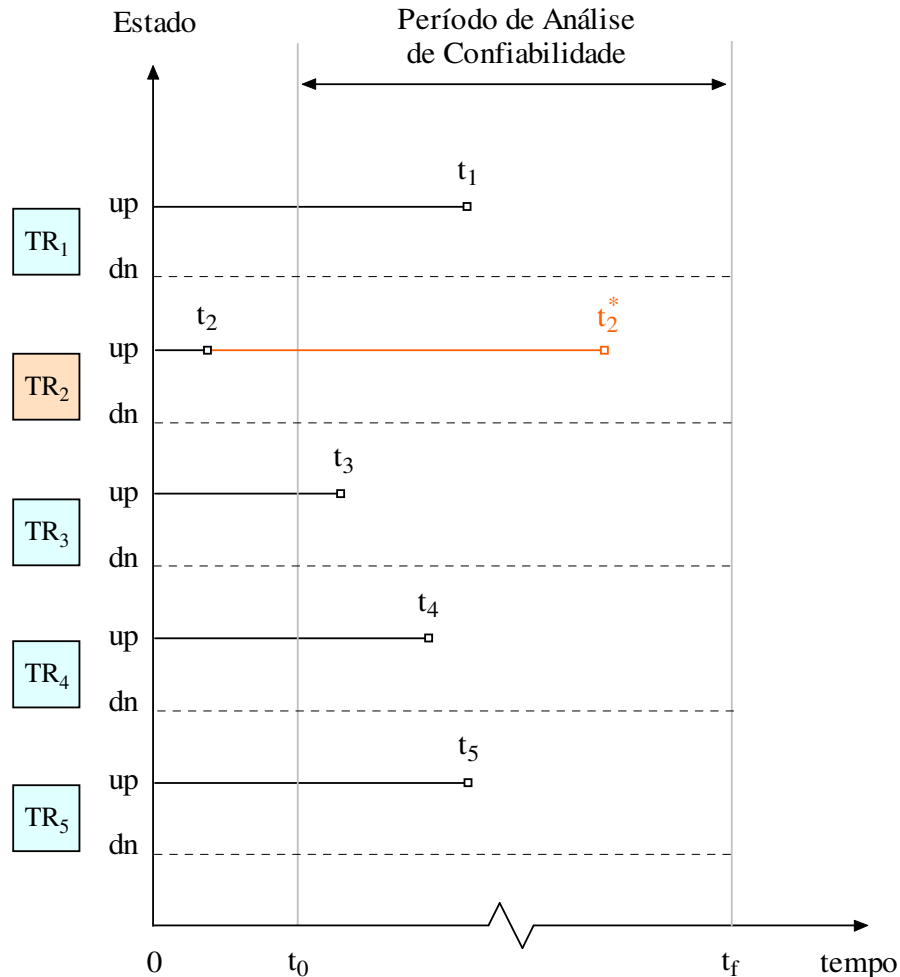


Fig. 3.1 – Simulação de um sistema com 5 transformadores.

Na amostra apresentada na Fig. 3.1 (em que “dn” simboliza o estado *down*, i.e., avariado), o transformador TR<sub>2</sub> falha antes no instante  $t_0$ . Admitindo-se a que o transformador reserva esteja disponível 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<sub>2</sub> avariado (que, no início da simulação, era usado), mas a distribuição do TR<sub>2</sub> atual, que é novo. Assim, cada transformador do sistema terá duas distribuições de probabilidade associadas, uma para o transformador atual e outra para o novo que irá substituí-lo. Esta situação mostra que o modelo SMC-II considera a existência de equipamentos com idades diferentes em operação no campo e trata adequadamente a substituição de um

equipamento usado por outro de mesma potência, mas novo. A falha de TR<sub>2</sub> no instante  $t_2$  inicia ainda 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 distribuição de probabilidade.

Dependendo do tempo necessário para a chegada do novo equipamento e do número de reservas remanescentes no estoque, o sistema poderá continuar em estado de sucesso ou apresentar uma falha após a avaria de outro transformador no campo. Considere por exemplo que com a retirada do transformador reserva para substituir TR<sub>2</sub>, o estoque tenha ficado vazio. Assim, se a reposição deste equipamento ocorrer antes de  $t_3$  (instante da próxima falha sorteada na Fig. 3.2), o sistema ainda continuará em estado de sucesso.

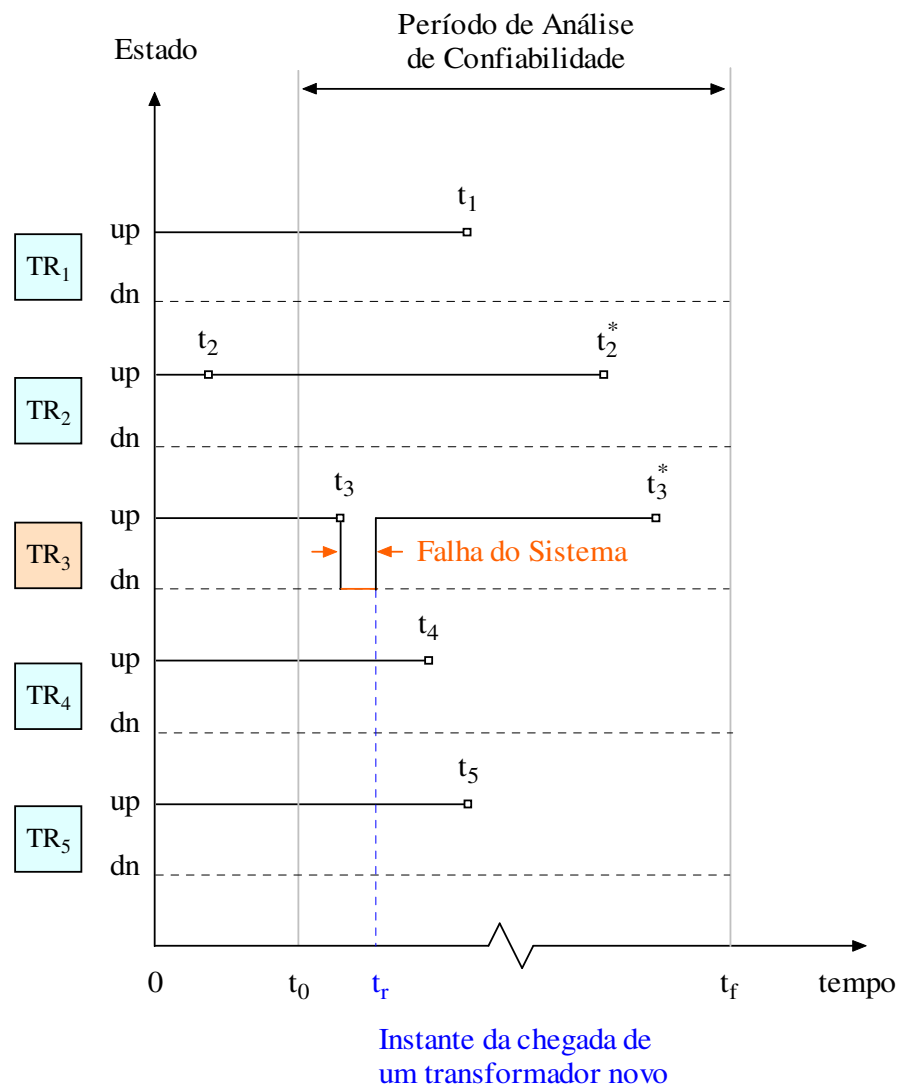


Fig. 3.2 – Ilustração de uma condição de falha do sistema.

Por outro lado, se o novo equipamento for disponibilizado apenas no instante  $t_r$  (posterior a  $t_3$ ), o sistema ocupará o estado de falha entre  $t_3$  e  $t_r$ . Neste caso, o transformador adquirido não será encaminhado ao estoque, mas instalado diretamente no campo para compor o número de transformadores necessários ao funcionamento do sistema.

Observe ainda que a falha de  $TR_3$  inicia o processo de aquisição de outro transformador, cuja duração será determinante para o sucesso ou a falha do sistema, considerando-se futuras avarias dos demais equipamentos.

O processo de simulação Monte Carlo consiste na análise de um grande número de períodos conforme o ilustrado nas figuras 3.1 e 3.2, para um sistema com um número conhecido de transformadores em operação no campo e um determinado estoque de reservas.

Além dos tempos de funcionamento dos transformadores ilustrados nas Fig. 3.1, a simulação Monte Carlo deverá realizar o sorteio de tempos de reposição dos estoques de acordo com uma distribuição de probabilidade. De um modo geral, toda a dinâmica envolvendo falhas de equipamentos, reposições de estoque e interrupções ao fornecimento de energia serão representadas no algoritmo de simulação, permitindo o cálculo de índices de confiabilidade para o sistema em questão.

### **3.1.2. Cálculo dos Índices de Confiabilidade**

Os principais índices de confiabilidade referentes ao período de análise que podem ser determinados durante a simulação são:

#### **Disponibilidade do Sistema**

A disponibilidade corresponde à relação entre o tempo total de funcionamento do sistema durante o período considerado e a duração do referido período. Assim:

$$P = \frac{\text{Tempo de funcionamento durante o período}}{\text{Duração do período}}. \quad (3.1)$$

#### **Frequência Média de Falha**

Este indicador representa o número esperado de falhas do sistema por unidade de tempo e corresponde a:

$$f = \frac{\text{Número de falhas do sistema no período}}{\text{Duração do período}}. \quad (3.2)$$

### Duração Média da Falha

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,

$$D = \frac{\text{Tempo total de falha no período}}{\text{Número de falhas do sistema no período}}. \quad (3.3)$$

### Potência Média Não Suprida

A *EPNS* (sigla utilizada para *Expected Power Not Supplied*) representa a potência equivalente que o sistema deixa de suprir continuamente à sua demanda em consequência de suas falhas.

Assim:

$$EPNS = \frac{\text{Energia total não fornecida no período}}{\text{Duração do período}}. \quad (3.4)$$

Além de índices de confiabilidade globais do período de análise como os apresentados acima, este modelo permite também o cálculo de índices próprios para cada ano do período considerado, com o intuito de identificar possíveis momentos em que o sistema se torna menos confiável. Assim, a metodologia poderá indicar os momentos mais adequados ao aumento do estoque, permitindo, sempre que possível, postergar os investimentos necessários.

### 3.1.3. Programa Computacional

No programa computacional [LCM15a] em MATLAB, o usuário define, além de outros parâmetros, o mês e o ano atuais, e o ano final do período de análise, como mostra na Fig. 3.3.

```
Dados para a Simulação
-----
Ano atual (ex. 2011):                2016
Mês atual (ex. 2):                    1
Ano final do planejamento (ex. 2018): 2035
Coefic. de variação beta da EENS (%): 5.00
-----
```

Fig. 3.3 – Especificação do período de análise no programa.

Com relação à Fig. 3.2, os tempos  $t_1, t_2, \dots, t_5$  correspondem a valores sorteados a partir das distribuições de probabilidade dos tempos de vida de cada transformador. Na amostragem ilustrada, o transformador  $TR_2$  é o primeiro a falhar. Supondo que exista um transformador reserva disponível no estoque, este é instalado no campo e um tempo de vida  $t_2^*$  é sorteado, mas, neste caso, utilizando a distribuição de probabilidade do transformador novo.

Assim, o tempo de vida de cada transformador terá duas distribuições de probabilidade associadas, uma para o transformador atual (usado) e outra para o transformador novo, que irá substituí-lo após a falha.

Neste algoritmo, são admitidos tempos de funcionamento modelados por quaisquer distribuições de probabilidade. Os tempos exponenciais poderão ser usados em equipamentos na vida útil ou para que o algoritmo seja validado através de comparação com os modelos Markov e Poisson. Outras distribuições não exponenciais poderão ser utilizadas para que a simulação fique mais próxima da realidade, levando em consideração, por exemplo, o envelhecimento dos transformadores.

Tempo de Reposição (meses)			
Idêntico para os transformadores			
Tipo	Parâmetro-1	Parâmetro-2	
2	11	13	

Observação p/ Tempo de Reposição			
Tipo	Distribuição	Parâmetro-1	Parâmetro-2
1	Exponencial	média	0
2	Uniforme	mínimo	máximo
3	Normal	média	desvio

Fig. 3.4 – Modelagem dos tempos de reposição no programa.

Ainda com relação à amostragem da Fig. 3.2, a falha de  $TR_2$  no instante  $t_2$  inicia o processo de aquisição de um novo transformador para substituir o retirado do estoque. O tempo necessário para que este equipamento esteja disponível pode ser modelado por uma distribuição de probabilidade. O programa disponibiliza três distribuições para os tempos de reposição: exponencial, uniforme e normal. A Fig. 3.4 ilustra os modelos e sua parametrização.

O tempo de reposição do estoque é um parâmetro com grande influência sobre a confiabilidade de um sistema. Se o tempo necessário para a aquisição de um novo transformador após uma avaria no campo for muito grande, e estoque estiver baixo, o sistema ficará mais suscetível à falha, uma vez que outras avarias poderão acontecer no campo.

Os resultados numéricos apresentados a seguir ilustram parte do relatório gerado pelo programa computacional. Nesta aplicação, foi utilizado um conjunto de 132 transformadores de 138 – 13,8 kV, com potência de 16 MVA [CK05]. Cabe ressaltar que em todos os casos foram admitidos tempos de funcionamento exponenciais, com taxa de falha igual a 0,011 f/ano e tempo de reposição modelado uniformemente entre 11 e 13 meses.

```
=====
Análise de Confiabilidade e Dimensionamento de
  Estoques de Transformadores para Subestações
    de Distribuição / Modelo SMC-II
=====
```

```
Arquivo de Dados: Ex_Cap_3.dat
Arquivo de Saída: Ex_Cap_3.out
Sistema e Caso:   Exemplo_Capítulo_3
```

```
=====
Dados Gerais
=====
```

Simulação

```
-----
Período de análise:          1/2016 a 12/2035
Beta máximo (EENS):          5.00
-----
```

Parâmetros gerais do sistema

```
-----
Transformadores no campo (inicial):      132
Transformadores no campo (final):        132
Estoque pré-existente:                    5
-----
Potência do transformador (MVA):          16.0
Carga inicial total (MW):                 962.94
-----
Reposição automática do estoque:          Sim
Tempo de reposição:                       Uniforme
Mínimo (meses):                           11
Máximo (meses):                           13
-----
```



Parâmetros Econômicos

Custo da energia (R\$/MWh):	204.60
Custo de interrupção (R\$/MWh):	1500.00
Taxa anual de juros (%):	12.00

Resultados de Confiabilidade e Custos

Parâmetros Gerais da Simulação

Período de análise --> t (m)	240
Coefficiente beta da EENS (%)	5.0
Tempo de simulação (min)	0.1
Períodos simulados	3319

Indicadores Globais para o Período de Análise

Confiabilidade R(t)	0.758060
Probabilidade Ps(t)	0.996686
Disponibilidade	0.996298
Indisponibilidade (h/p)	648.58
(h/a)	32.43
Freq média de falha (f/p)	0.3564
(f/a)	0.0178
Duração média da falha (d)	75.82
EENS (MWh/p)	5769.23
(MWh/a)	288.46
EPNS (MW)	0.0329
Média de aquisições no período:	29.0

Pode-se observar que com 5 transformadores reservas, o sistema em questão apresenta confiabilidade de 0,758060, o que corresponde à probabilidade de que durante todo o período de análise, i.e., de 1/2016 a 12/2035, não ocorra qualquer falha do sistema. Deve-se destacar que, sob as hipóteses do Modelo SMC-II, uma falha do sistema ocorre quando um transformador sofre uma avaria no campo e o estoque não possui um reserva para substituí-lo. A indisponibilidade deste sistema é de 32,43 horas por ano. Sua frequência de falha é de 0,0178 falhas por ano e, a cada falha ocorrida, a duração média é de 75,82 dias.

## **3.2. APRIMORAMENTOS PROPOSTOS: MODELO SMC-III**

### **3.2.1. Considerações Iniciais**

Na versão inicial do programa, correspondente ao Modelo SMC-II, os tempos de instalação são, por simplicidade, considerados nulos (i.e., a instalação de um transformador reserva é admitida como instantânea desde que um transformador reserva esteja disponível no estoque). Além disso, não se considera a possibilidade da carga de um transformador avariado ser transferida para um transformador ou subestação vizinha, caso o estoque esteja momentaneamente vazio, ou mesmo, durante o período de instalação do transformador reserva.

Na nova versão desenvolvida nesta dissertação de mestrado, denominada SMC-III, os eventos de transferência de carga e instalação de transformador reserva são modelados e implementados no programa. Com isso, visa-se uma simulação mais próxima da realidade, a fim de que os índices de confiabilidade sejam mais precisos.

O Modelo SMC-III visa aprimorar a metodologia SMC-II, de [LCM15a] e [CLM14]. Como discutido nas próximas seções, a modelagem das ações de transferência de carga entre transformadores ou subestações vizinhas e a instalação de transformadores reservas em substituição aos avariados implica alterações na interpretação dos índices de confiabilidade.

### **3.2.2. Classificação de Falhas**

A maioria dos sistemas de distribuição opera de forma radial, ou seja, no caso da falha de um equipamento (neste caso, o transformador) haverá perda de carga para o consumidor [H12]. Nesta metodologia, a inclusão da modelagem da transferência de carga e o do tempo de instalação do transformador reserva, faz com que a sequência de eventos seja um pouco diferente da apresentada no modelo SMC-II. As falhas do podem agora ser divididas em 3 classes (1, 2 e 3), em função de sua duração, que está associada ao recurso utilizado na sua eliminação.

As falhas da Classe 1 se referem a interrupções relativamente rápidas, compatíveis com a execução de transferência de carga, que permite que esta seja atendida enquanto o transformador reserva é instalado no campo. A Classe 2 agrupa interrupções intermediárias, i.e., com duração comparável ao tempo de substituição de um transformador avariado por um reserva do estoque em algum ponto do sistema que não conta com transferência de carga. Finalmente, a

Classe 3 é composta por falhas mais longas, com duração superior ao tempo de substituição de um transformador avariado por um reserva. Esse tipo de falha ocorre quando a queima de um transformador acontece em um momento em que o estoque esteja vazio. Com isso, haverá um déficit no campo até que algum transformador seja adquirido e adicionado ao sistema.

### 3.2.3. Ilustração do Método Proposto

Na Fig. 3.5 é ilustrada a simulação de um sistema hipotético composto por três transformadores ( $TR_1$ ,  $TR_2$  e  $TR_3$ ), em que a configuração da rede não permite que a carga alimentada por  $TR_3$  seja transferida caso este falhe. O estoque possui um único transformador reserva. O período analisado será entre o instante inicial “0” e o instante final “ $t_f$ ”. Os estados dos transformadores são definidos por “Up” (em operação) e “Dn” (indisponível).

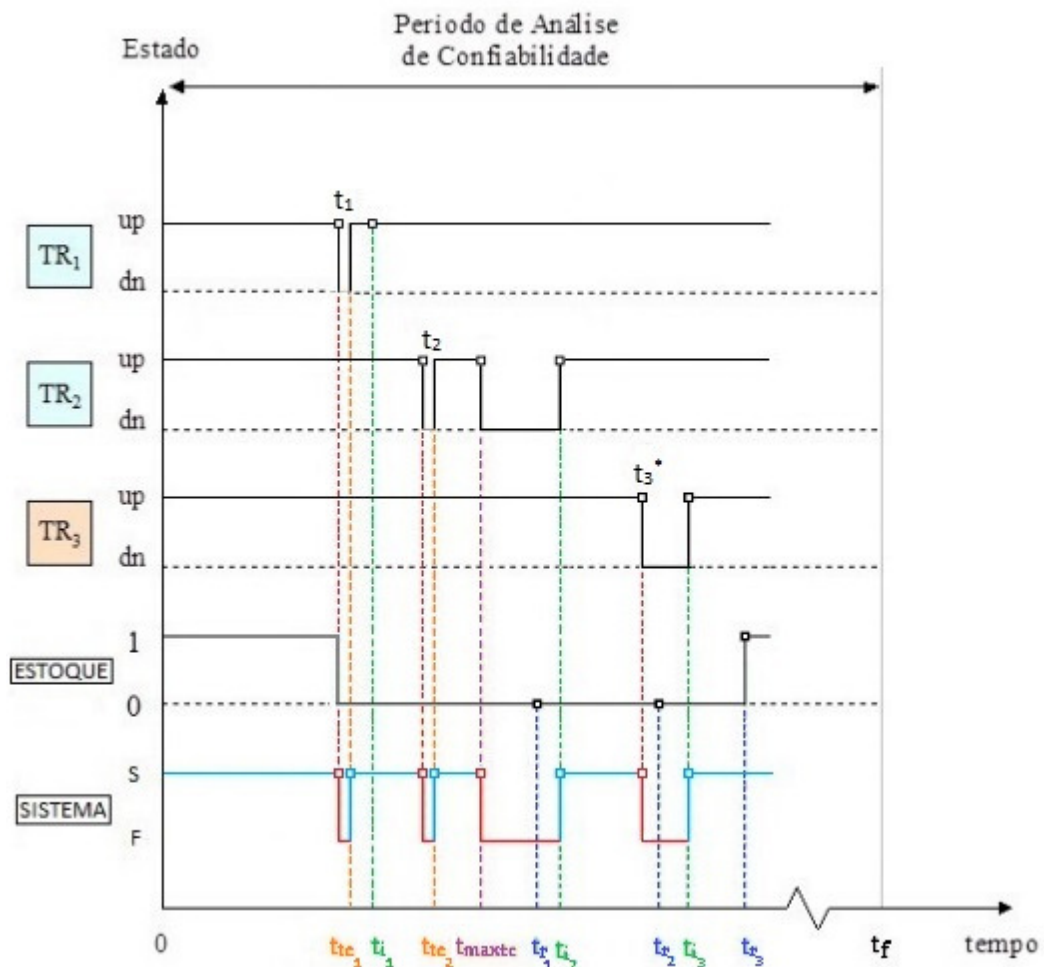


Fig. 3.5 – Ilustração do modelo SMC-III.

Para o maior entendimento da metodologia, serão explicados abaixo cada instante de tempo presente na Fig. 3.5.

A avaria do transformador  $TR_1$  ocorre no instante  $t_1$ . A partir desse instante é iniciado o processo de instalação do transformador que estava no estoque, a transferência de carga e a aquisição de um novo transformador. No instante  $t_{ic1}$  é finalizado o processo de transferência da carga. Assim, quando finalizada a instalação do transformador reserva no instante  $t_{i1}$ , a carga transferida retornará ao (novo) transformador  $TR_1$ . O período de interrupção entre o instante da avaria do transformador e a transferência da carga é contabilizado como uma falha de curta duração (Classe 1).

No instante  $t_2$ , o transformador  $TR_2$  falha. A transferência de carga é concluída no instante  $t_{ic2}$ , porém, dessa vez a instalação não será iniciada, pois o estoque está vazio. Só com a chegada de um novo equipamento, ela poderia ser iniciada. Vale ressaltar que no instante  $t_2$  ocorre uma falha Classe 1. O instante  $t_{maxtc}$  corresponde ao tempo máximo permitido para a permanência da transferência de carga, i.e., o instante limite para o seu desligamento. Dessa forma, como neste caso o estoque ainda não foi repostado, o sistema entra novamente em estado de falha, aguardando a aquisição de um transformador.

Em  $t_{r1}$ , o novo transformador, cujo processo de aquisição foi iniciado no momento da falha de  $TR_1$ , está disponível e a instalação do mesmo é iniciada. Em  $t_{i2}$  é concluída a instalação do transformador  $TR_2$ . Portanto, o sistema volta ao sucesso, embora o estoque continue vazio.

O transformador  $TR_3$  falha em  $t_3^*$ , e, como esse ponto não dispõe de transferência de carga e o estoque está vazio, o sistema entra novamente em estado de falha (Classe 3). Este ponto fica então à espera da conclusão de uma aquisição de equipamento. Em  $t_{r2}$  um novo transformador é repostado no sistema, sendo logo colocado em processo de instalação. Em  $t_{i3}$  a instalação é finalizada no posto de  $TR_3$  e o sistema volta ao estado de sucesso. Por fim, em  $t_{r3}$  um novo transformador é repostado no sistema, sendo então disponibilizado no estoque.

O cálculo dos tempos de falha e reposição já foi apresentado no Capítulo 2, nas equações (2.38) e (2.39). Os novos parâmetros incorporados ao modelo, i.e., os tempos de instalação e de transferência de carga, podem ser representados de duas formas: (i) como valores determinísticos, ou; (ii) como distribuição de probabilidade. Por simplicidade, implementou-se a distribuição uniforme, embora o algoritmo possa ser modificado para utilizar outra distribuição.

Nas aplicações numéricas apresentadas posteriormente, o tempo de instalação está distribuído uniformemente entre 9 e 11 dias e o tempo de transferência de carga entre 2 e 4 horas. O programa computacional permite que o usuário altere tais parâmetros no começo de cada simulação, como mostra a Fig. 3.6.

Tempo de Instalação (dias)		
Idêntico para os transformadores		
Tipo	Parâmetro-1	Parâmetro-2
2	9	11

Observação p/ Tempo de Instalação			
Tipo	Modelo	Parâmetro-1	Parâmetro-2
1	Fixo	valor	0
2	Uniforme	mínimo	máximo

Tempo de Transferência de Carga (horas)		
Idêntico para todos os transformadores		
Tipo	Parâmetro-1	Parâmetro-2
2	2	4

Observação p/ Tempo de Transferência de Carga			
Tipo	Modelo	Parâmetro-1	Parâmetro-2
1	Fixo	valor	0
2	Uniforme	mínimo	máximo

Fig. 3.6 – Modelagem dos tempos de instalação e transferência de carga.

Apesar de não ser um parâmetro lido através do arquivo de dados, a duração máxima para a permanência de uma transferência de carga está sendo informada internamente, via código do programa, como um prazo de até 30 dias. A especificação desta duração máxima é necessária para que a transferência de carga não minimize a importância do estoque de reservas, evitando assim a deterioração da confiabilidade do sistema.

### 3.2.4. Algoritmo (SMC-III)

O algoritmo de simulação Monte Carlo cronológica desenvolvido nesta dissertação e apresentado em [SCL16] pode ser resumido nos seguintes passos:

- 1) Ler os dados do sistema, o período de análise e a estratégia de composição do estoque;
- 2) Fazer o número de simulações  $N_S = 0$ ;
- 3) Fazer  $N_S = N_S + 1$ ;
- 4) Simular um período de análise inteiro, sorteando tempos de funcionamento dos transformadores, reposição do estoque, transferência de carga e instalação de reservas;
- 5) Monitorar e acumular em variáveis específicas, o tempo de falha, o número de falhas e a energia não suprida, para posterior cálculo de índices de confiabilidade e custos;
- 6) Verificar a convergência da simulação, e voltar ao Passo 3, caso esta continue;
- 7) Calcular os índices de confiabilidade, os custos, e apresentar os resultados obtidos.

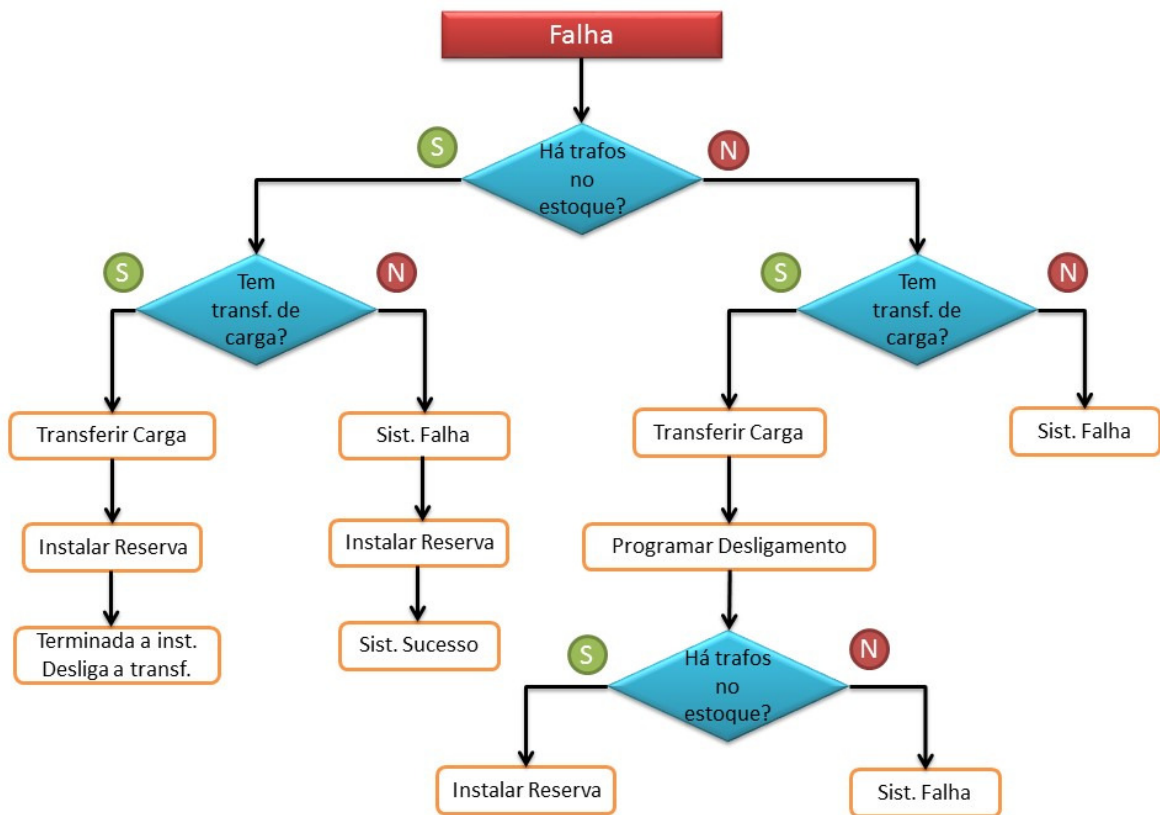


Fig. 3.7 – Ações subsequentes a uma avaria.

A simulação referente ao Passo 4 do algoritmo deve reproduzir da forma mais fiel possível a sequência de ações necessárias à operação do sistema. As figuras 3.7 e 3.8 mostram, respectivamente, as verificações e ações que o programa toma mediante uma avaria de transformador e uma reposição, que acontece sempre que um novo transformador reserva é adquirido para substituir um retirado do estoque para instalação no campo.

Note que na Fig. 3.7, que na ocorrência da falha de um transformador, primeiro, verifica-se a existência de transformadores reservas no estoque e a possibilidade de transferência de carga, visando reduzir a duração da interrupção do fornecimento de energia.

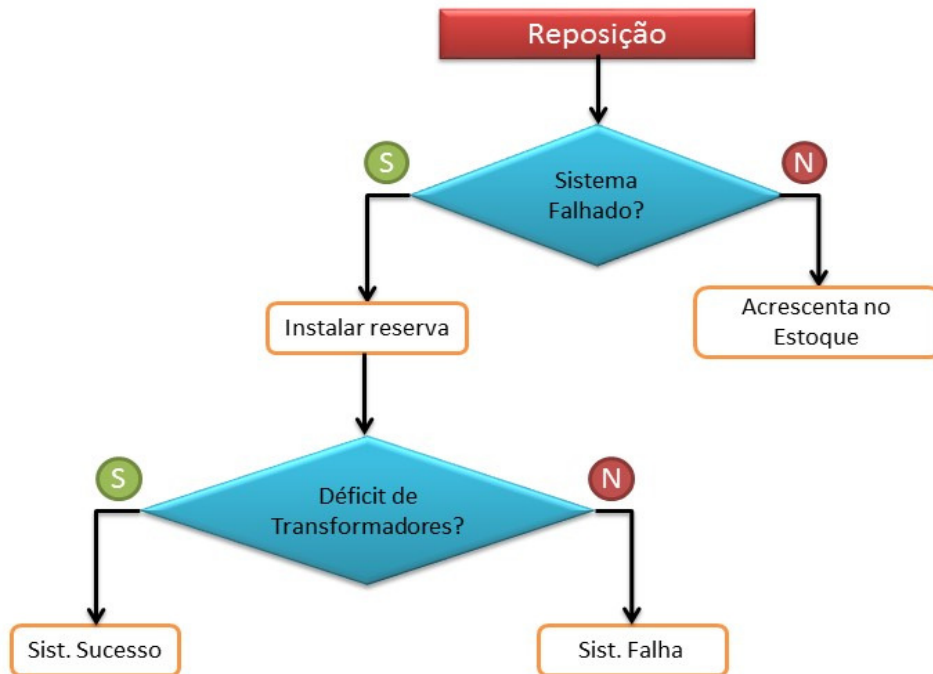


Fig. 3.8 – Ações subsequentes a uma reposição.

A transferência é desfeita após a instalação de um transformador reserva no lugar do avariado, ou quando o tempo máximo da permanência da transferência é atingido. No caso da impossibilidade do transformador transferir sua carga, o sistema permanece falhado até que o reserva seja instalado.

Na Fig. 3.8, observa-se que uma reposição é feita diretamente no campo se o sistema estiver em estado de falha, i.e., o número de transformadores no campo é menor do que o número de

transformadores que o sistema necessita em operação. Caso o sistema já esteja em sucesso, o transformador recém-adquirido será incluído no estoque.

O Capítulo 4 apresenta diversas aplicações numéricas para validar o modelo proposto e ilustrar as potencialidades da metodologia, através de alguns estudos de casos.



# CAPÍTULO 4

## APLICAÇÕES NUMÉRICAS

Este capítulo apresenta aplicações numéricas e análises de sensibilidade para ilustrar a relação entre os novos parâmetros modelados e os índices de confiabilidade e custos do sistema. Realizam-se também testes comparativos entre o modelo SMC-III e os modelos Markov e SMC-II, descritos em capítulos anteriores.

### 4.1. SISTEMA-TESTE

O sistema-teste utilizado nas próximas análises é composto por 132 transformadores de 72-25 kV com potência de 16 MVA [CK05], que conta com um estoque inicial de 5 reservas. Admite-se que todos os transformadores operem na região de vida útil, com taxa de falha igual a 0,011 falhas/ano e que o tempo de reposição do estoque seja distribuído uniformemente entre 11 e 13 meses. Por simplicidade, a carga total do sistema, de 963 MW, é considerada dividida igualmente entre os transformadores. O período de análise de confiabilidade estabelecido é de 20 anos, se estendendo de janeiro de 2016 a dezembro de 2035. Os dados do sistema encontram-se na Tabela 4.1.

TABELA 4.1 – SISTEMA-TESTE

Parâmetro	Valor
Número de transformadores no campo ( $N$ )	132
Número de transformadores no estoque ( $n$ )	5
Taxa de Falha ( $\lambda$ )	0,011 falhas/ano
Potência nominal do transformador	16 MVA
Carga inicial do sistema	963 MW

A seguir, são apresentados os testes de validação do modelo SMC-III e avaliações numéricas.

## 4.2. VALIDAÇÃO DO MODELO PROPOSTO

Os testes numéricos para validação do método proposto são estruturados na avaliação de cinco casos com o sistema-teste descrito anteriormente. Nestes testes, são estudados os impactos da transferência de carga e do tempo de instalação dos transformadores reservas. A Tabela 4.2 resume os casos analisados.

TABELA 4.2 – CASOS PARA VALIDAÇÃO DO MODELO

Caso	Instalação de Transformador Reserva	Transferência de Carga
A	Instantânea	Não permitida
B	Entre 9 e 11 dias	Entre 2 e 4 horas
C	Entre 9 e 11 dias	Não permitida
D	Instantânea	Entre 2 e 4 horas

O Caso A despreza o tempo de instalação do transformador reserva no campo e não considera a possibilidade de se realizar transferência de carga entre transformadores ou subestações vizinhas, em casos de avaria de equipamentos.

O Caso B admite que a instalação de um transformador no campo possa ser feita em um tempo uniformemente distribuído entre 9 e 11 dias. Considera-se que a transferência de carga esteja disponível para todos os transformadores, com tempo de execução uniforme entre 2 e 4 horas, e permanência máxima de 30 dias.

O Caso C leva em consideração o tempo de instalação, porém não permite a transferência de carga para nenhum transformador. O Caso D, em contrapartida, desconsidera o tempo de instalação e considera a transferência de carga disponível a todos os transformadores.

Destaca-se ainda que o algoritmo SMC-III permite utilizar qualquer distribuição para a transferência de carga e para o tempo de instalação de transformadores, além de ser aplicável a sistemas que possibilitem a transferência de carga para apenas parte dos transformadores [SCL16].

A Tabela 4.3 apresenta os valores de indisponibilidade e *EENS* obtidos nas simulações dos casos. Os resultados do Caso A foram extraídos diretamente de [CLM14].

TABELA 4.3 – ÍNDICES DE CONFIABILIDADE

Caso	Indisponibilidade (h/ano)	<i>EENS</i> (MWh/ano)
A	32,43	288,46
B	29,57	257,14
C	368,05	2793,88
D	25,42	221,13

Pode ser observado na Tabela 4.3 que os resultados obtidos no Caso B, mostram uma ligeira melhora em relação ao Caso A. O Caso A admite, por simplicidade, que ao ocorrer uma falha no campo, um transformador reserva (desde que disponível no estoque) é imediatamente instalado no local do equipamento que falhou. Já no Caso B, admite-se que após uma avaria de transformador no campo, procura-se transferir a carga afetada, o que pode levar de 2 a 4 horas, e, enquanto a carga é atendida por uma conexão temporária, o transformador reserva é instalado no campo em um período que varia entre 9 e 11 dias.

No Caso C, observa-se a piora dos índices de confiabilidade, pois não se permite a execução de transferência de carga, enquanto se calcula a energia não fornecida durante a instalação dos transformadores reservas. Com isso, a indisponibilidade e a *EENS* apresentam aumentos significativos, já que a carga afetada por uma avaria de transformador só poderá ter seu atendimento restabelecido após a instalação do transformador reserva, o que leva de 9 a 11 dias.

O Caso D é o que apresenta os resultados mais satisfatórios entre os analisados. Nesta situação, admite-se a realização de transferências de carga e assume-se a instalação instantânea dos transformadores reservas. Este caso pode ser considerado como uma variação do Caso A, com a possibilidade de se transferir carga. Observe que a transferência de carga (que neste exemplo tem duração máxima de 30 dias) reduz a indisponibilidade do sistema e a *EENS*, por evitar que o sistema entre em estado de falha quando da ocorrência de avarias com o estoque vazio, já que é possível que algum processo de aquisição anterior seja concluído durante o período da transferência de carga.

Uma ferramenta importante para análise fornecida por este algoritmo é o histograma da duração de falhas. Ele foi dividido em três classes:

- Classe 1: Falhas com duração inferior ao tempo máximo de transferência de carga (i.e., com duração abaixo de 4 horas);
- Classe 2: Falhas com duração entre o tempo máximo de transferência de carga e o tempo máximo de instalação de um transformador reserva (i.e., entre 4 horas e 11 dias);
- Classe 3: falhas com duração superior ao tempo máximo de instalação de um transformador reserva (i.e., maior que 11 dias).

A Figura 4.1 ilustra o histograma da duração de falhas do Caso B.

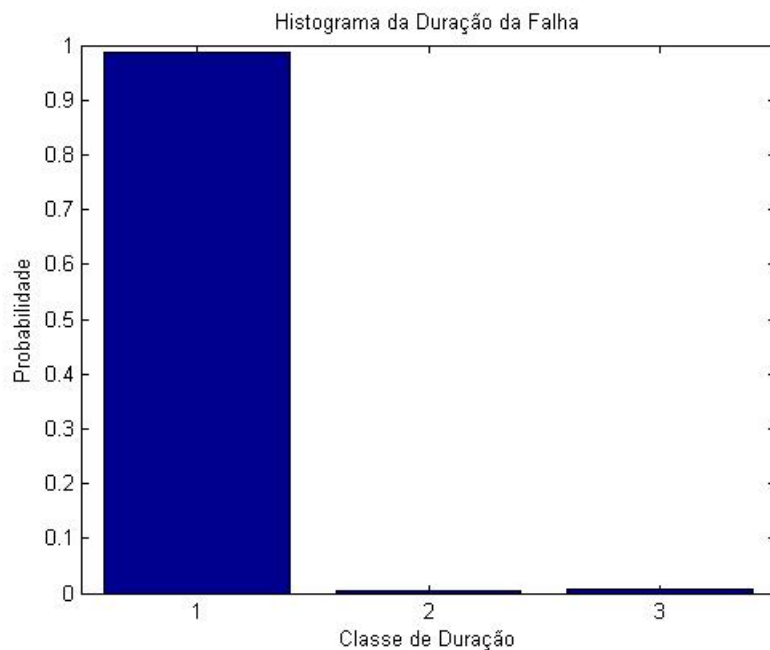


Fig. 4.1 – Histograma da duração da falha – Caso B.

Como observado, a maioria das falhas do Caso B possui duração compatível com o tempo de execução de transferência de carga. Isso se deve ao fato de que neste caso, admitiu-se que todos os transformadores são capazes de transferir sua carga na ocorrência de uma falha.

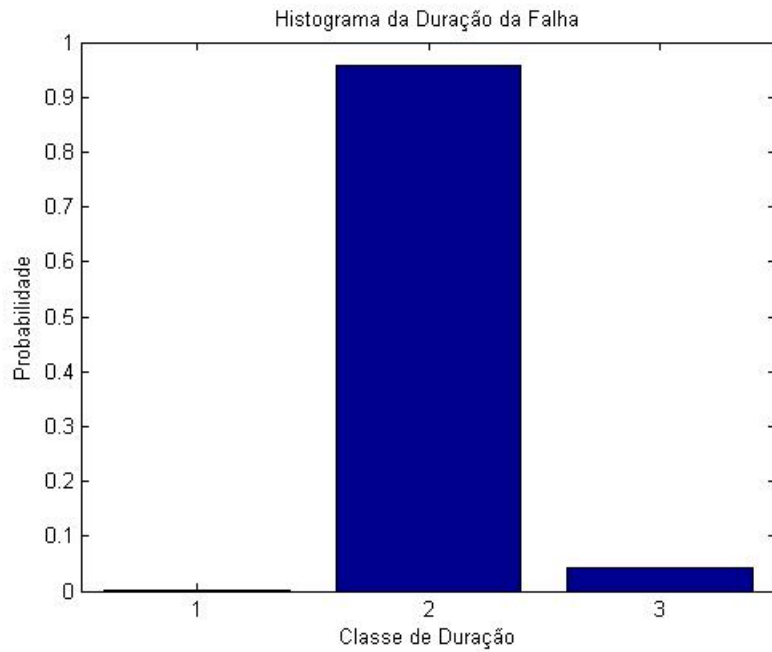


Fig. 4.2 – Histograma da duração da falha – Caso C.

A Fig. 4.2 mostra que o Caso C apresenta uma probabilidade maior de falhas na Classe 2, i.e., com duração compatível com o tempo de substituição de um transformador avariado por um reserva. Conclui-se que como a transferência de carga não está disponível, as falhas serão predominantemente associadas à instalação de transformadores reservas no campo.

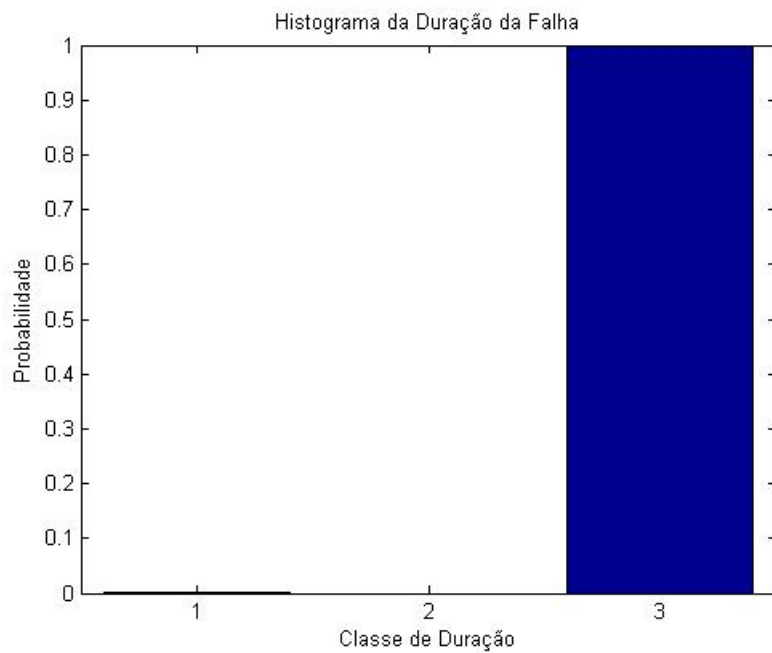


Fig. 4.3 – Histograma da duração da falha – Caso A

Como esperado, as falhas no Caso A são correspondentes apenas às interrupções ocorridas em momentos onde o estoque está vazio. Assim, para que estas falhas possam ser eliminadas, é necessário aguardar a conclusão da compra de um novo transformador, o que resulta em prazos bem superiores ao tempo de instalação.

### 4.3. ESTUDOS DE CASOS

A representação do crescimento da carga e expansão do sistema ao longo do período de análise foi feita no modelo SMC-II [CLM14] para permitir uma avaliação mais precisa dos índices de confiabilidade e custos. No programa computacional, 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 (válido para todos os pontos). O modelo SMC-III manteve o uso dessas duas ferramentas. A Tabela 4.4 descreve os 6 casos avaliados neste estudo, que considera o mesmo parque de transformação da aplicação anterior. O período de análise definido é de 20 anos (01/2016 a 12/2035).

Os tempos de transferência de carga (admitida disponível todos os transformadores), instalação de transformadores reservas e reposição do estoque são distribuídos uniformemente de 2 a 4 horas, 9 a 11 dias, e 11 a 13 meses, respectivamente.

TABELA 4.4 – CASOS ESTUDADOS

Caso	Descrição
1	Configuração inicial com 5 reservas (idem Caso B)
2	Configuração inicial + 1 reserva em 2026
3	Expansão do sistema sem a ampliação do estoque
4	Expansão + 1 reserva em 2026 + 1 reserva em 2028
5	Expansão + 1 reserva em 2026 + 2 reservas em 2028
6	Aumento da carga em 20% em todos os pontos + 1 reserva em 2026

A seguir, são apresentados resultados para cada caso analisado. Para todas as simulações realizadas, considerou-se um coeficiente de variação  $\beta = 5\%$  para o índice *EENS*. Vale ressaltar que para os casos onde ocorre a expansão do sistema, consequentemente ocorre o aumento da carga, pois é considerado que cada novo equipamento entra no sistema com o mesmo valor de carga dos demais transformadores.

Os índices de confiabilidade gerais do período de análise e específicos de cada ano são apresentados nas tabelas 4.5 e 4.6 a seguir.

TABELA 4.5 – ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DO PERÍODO: CASO 1

Índice	Valor
Confiabilidade	0,817042
Disponibilidade	0,997435
Indisponibilidade (horas/ano)	29,57
Frequência média de falha (falhas/ano)	1,4595
Duração média das falhas (dias)	0,84
<i>EENS</i> (MWh/ano)	257,14

Para o cálculo dos custos de investimento da Tabela 4.6 considerou-se que:

- Os 5 transformadores reservas pré-existentes no estoque já estão pagos e logo não representam um investimento novo. Além disso, o custo do estoque de transformadores reservas já existente não fará diferença na comparação entre diversas alternativas de planejamento, já que será um custo presente em todas elas;
- A taxa de desconto anual da empresa é de 12%;
- Considera-se o preço de um transformador novo igual R\$ 1.000.000,00, amortizado em 35 anos (420 meses).

O custo de operação corresponde ao valor presente da soma entre os custos de não faturamento e interrupção dos consumidores, onde foi considerada uma tarifa de 204,60 R\$/MWh e um custo de interrupção de 1500,00 R\$/MWh.

TABELA 4.6 – VALOR PRESENTE DOS CUSTOS: CASO 1

Custo	Valor (1000 R\$)
Investimento	-
Operação	8.766,53
Soma	8.766,53

As Figuras 4.4 a 4.6 ilustram o comportamento da frequência de falha, indisponibilidade e da *EENS* de cada ano do período de análise e, em linhas tracejadas, os valores globais dos índices do período.

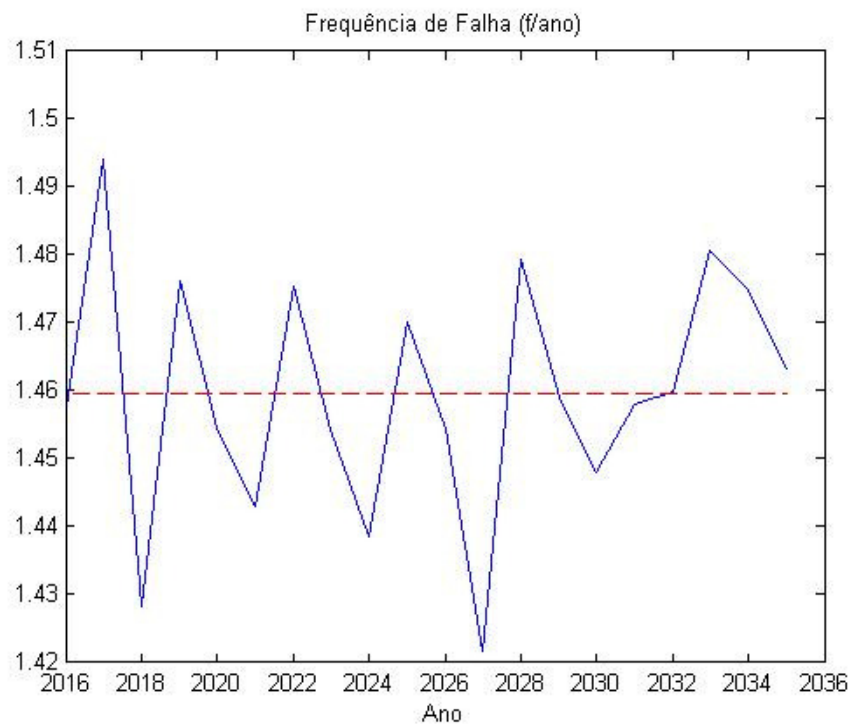


Fig. 4.4 – Frequência de falha: Caso 1.



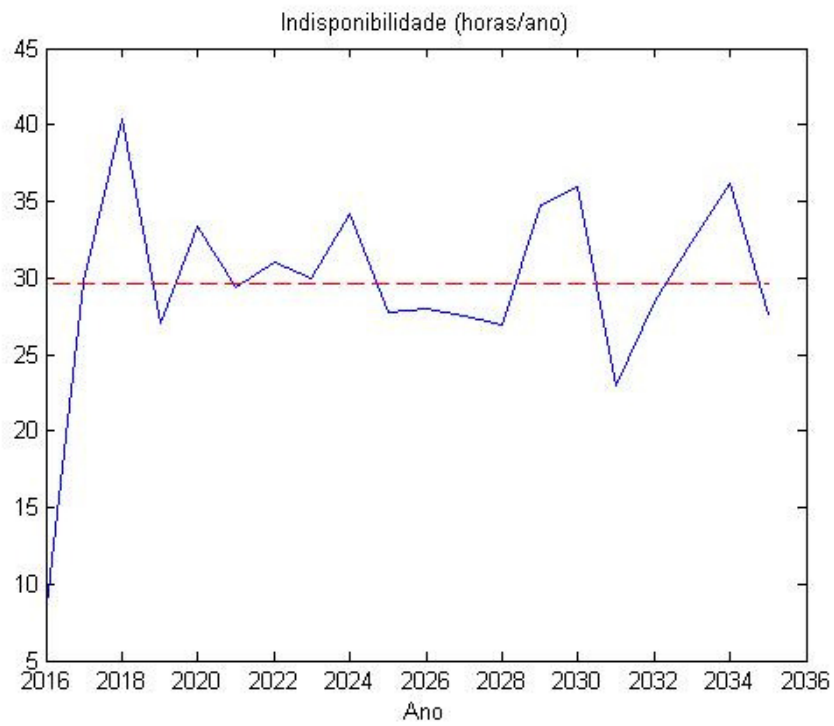


Fig. 4.5 – Indisponibilidade: Caso 1.

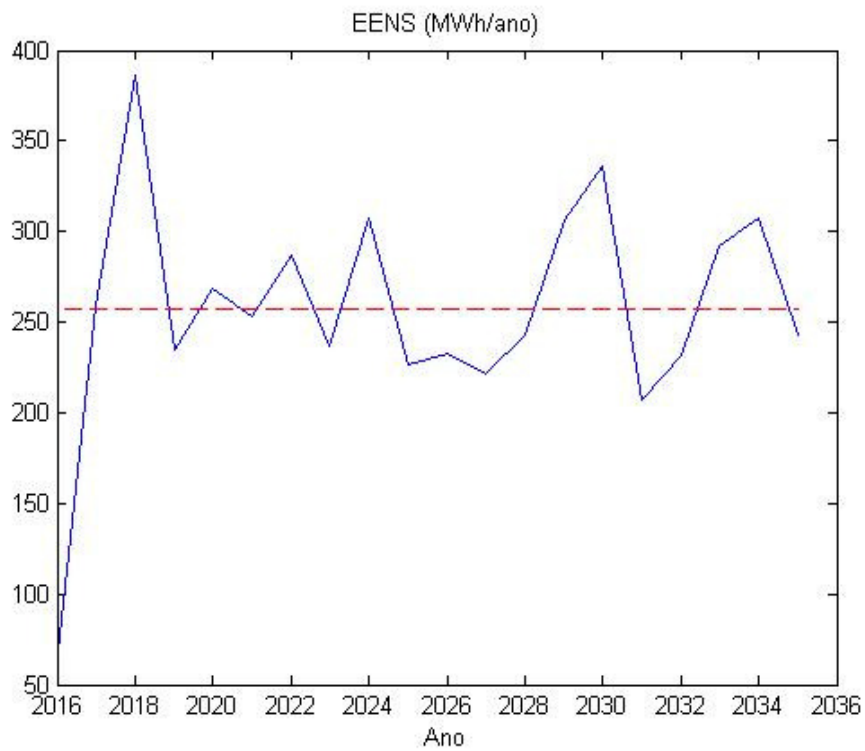


Fig. 4.6 – EENS: Caso 1.

Os indicadores de confiabilidade e custos do Caso 2 (acréscimo de um reserva em 2026) são mostrados nas tabelas 4.7 e 4.8, juntamente com os valores do Caso 1.

TABELA 4.7 – RESULTADOS DE CONFIABILIDADE DO PERÍODO: CASO 2

Índice	Caso 2	Caso 1
Confiabilidade	0,890603	0,817042
Disponibilidade	0,997820	0,997435
Indisponibilidade (horas/ano)	19,10	29,57
Frequência média de falha (falhas/ano)	1,4587	1,4595
Duração média das falhas (dias)	0,55	0,84
<i>EENS</i> (MWh/ano)	164,24	257,14

Da Tabela 4.7, observa-se que o aumento do estoque impacta em todos os índices, principalmente na confiabilidade, indisponibilidade e *EENS*. Este resultado se justifica pelo fato de o acréscimo de um reserva no estoque, a probabilidade de ocorrer uma falha e neste momento não haver transformadores reservas, é menor. Esta afirmação é comprovada quando analisado o índice confiabilidade, no Caso 1 era de 0,817042 e no caso 2 aumentou para 0,890603.

TABELA 4.8 – VALOR PRESENTE DOS CUSTOS

Custo	Valor (1000 R\$)	
	Caso 2	Caso 1
Investimento	222,52	-
Operação	5.599,32	8.766,53
Soma	5.821,84	8.766,53

A Tabela 4.8 mostra que o aumento do estoque implicou um somatório de custos menor do que o encontrado no Caso 1. Mesmo com o aumento do custo de investimento (pela compra de um novo transformador reserva), a redução nos custos de operação foi maior, devido a uma queda na indisponibilidade do sistema. A redução nos custos de operação foi de R\$ 3.167,21, bem maior do que o valor necessário para a compra de um novo transformador.

As figuras 4.7, 4.8 e 4.9 ilustram, respectivamente, o comportamento da frequência média de falhas, indisponibilidade e *EENS* do sistema para cada ano do período de análise.

Na Fig. 4.9 é possível observar o efeito do aumento do estoque em 2026 sobre a *EENS*.

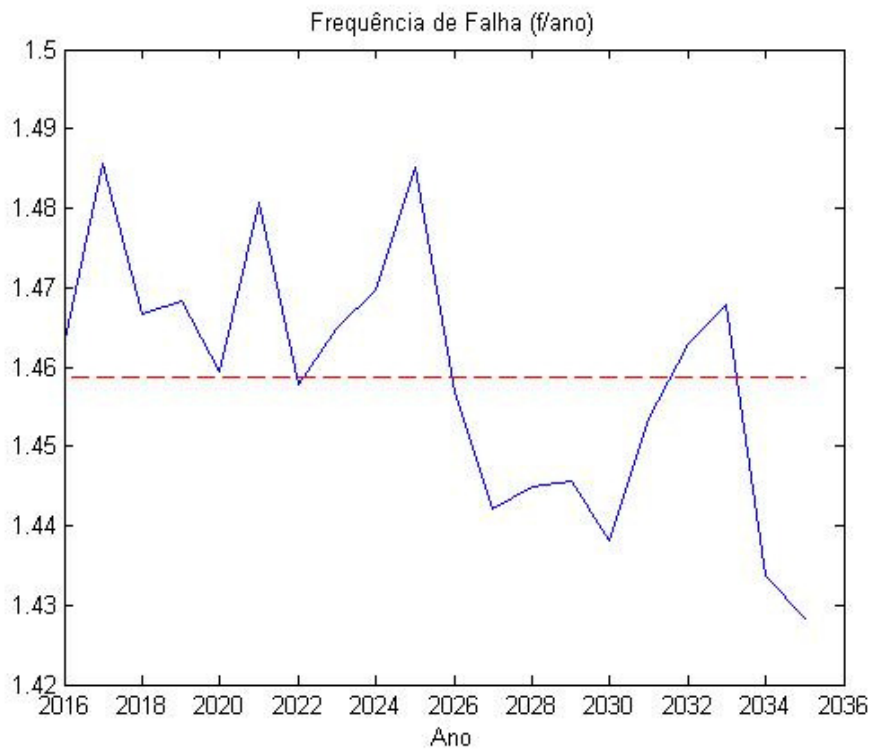


Fig. 4.7 – Frequência de falha: Caso 2.

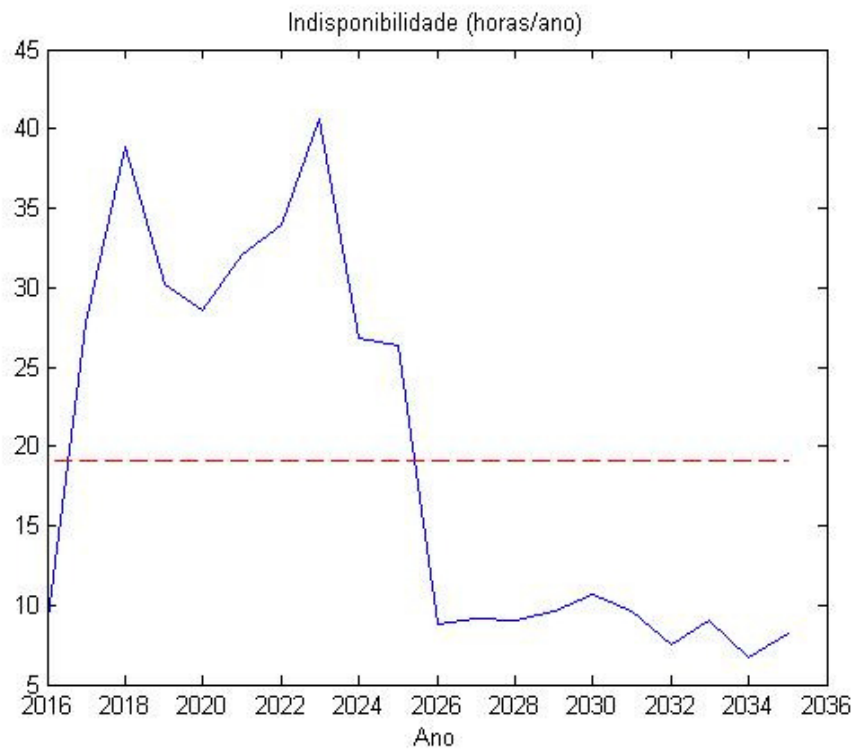


Fig. 4.8 – Indisponibilidade: Caso 2.

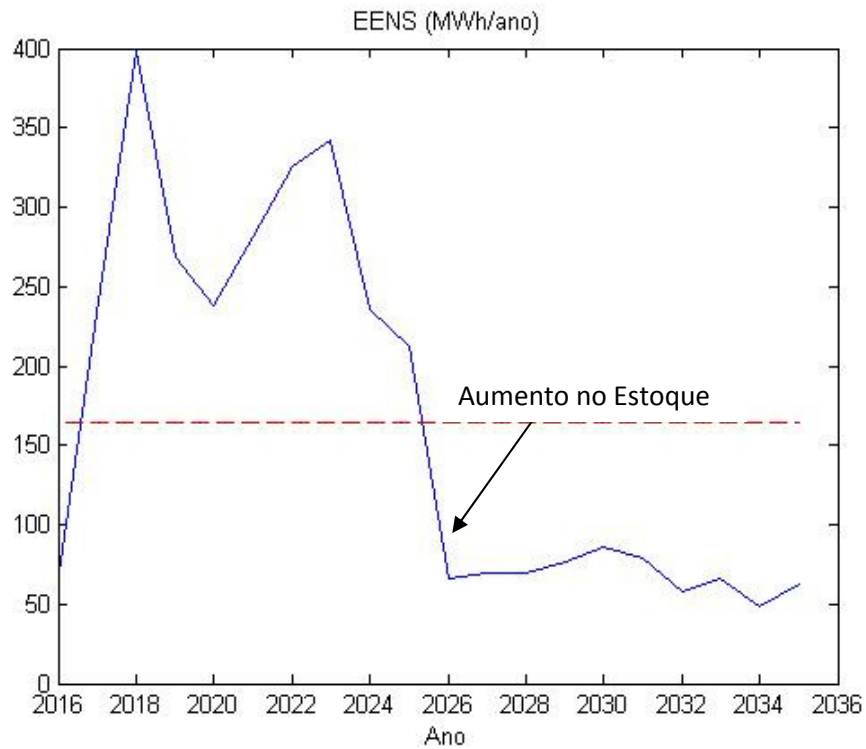


Fig. 4.9 – EENS: Caso 2.

Os resultados de confiabilidade e custos do Caso 3 (expansão do sistema em 15 transformadores em 2023) são apresentados nas tabelas 4.9 e 4.10, juntamente com os valores do Caso 1.

TABELA 4.9– RESULTADOS DE CONFIABILIDADE DO PERÍODO: CASO 3

Índice	Caso 3	Caso 1
Confiabilidade	0,760504	0,817042
Disponibilidade	0,995445	0,997435
Indisponibilidade (horas/ano)	39,90	29,57
Frequência média de falha (falhas/ano)	1,5735	1,4595
Duração média das falhas (dias)	1,06	0,84
<i>EENS</i> (MWh/ano)	350,60	257,14

Da Tabela 4.9, observa-se que com a expansão do sistema os índices de confiabilidade são piores que no Caso 1. Com mais transformadores no campo e o número de reservas inaltera-

do, a chance de falha do sistema é maior. Esta afirmação é comprovada quando analisada a indisponibilidade, que teve um acréscimo de 34,9 % em relação ao Caso 1.

A Tabela 4.10 apresenta os custos referentes ao Caso 3, comparado aos custos obtidos nos Casos 1. Note que a expansão do sistema provoca a elevação do valor presente do custo de operação de R\$ 8.766,53 para R\$ 11.952,78, o que representa um aumento de 36% em relação ao custo de operação do Caso 1.

TABELA 4.10 – VALOR PRESENTE DOS CUSTOS

Custo	Valor (1000 R\$)	
	Caso 3	Caso 1
Investimento	-	-
Operação	11.952,78	8.766,53
Soma	11.952,78	8.766,53

As Figuras 4.10, 4.11 e 4.12 ilustram, respectivamente, o comportamento da frequência média de falhas, indisponibilidade e *EENS* do sistema para cada ano do período de análise.

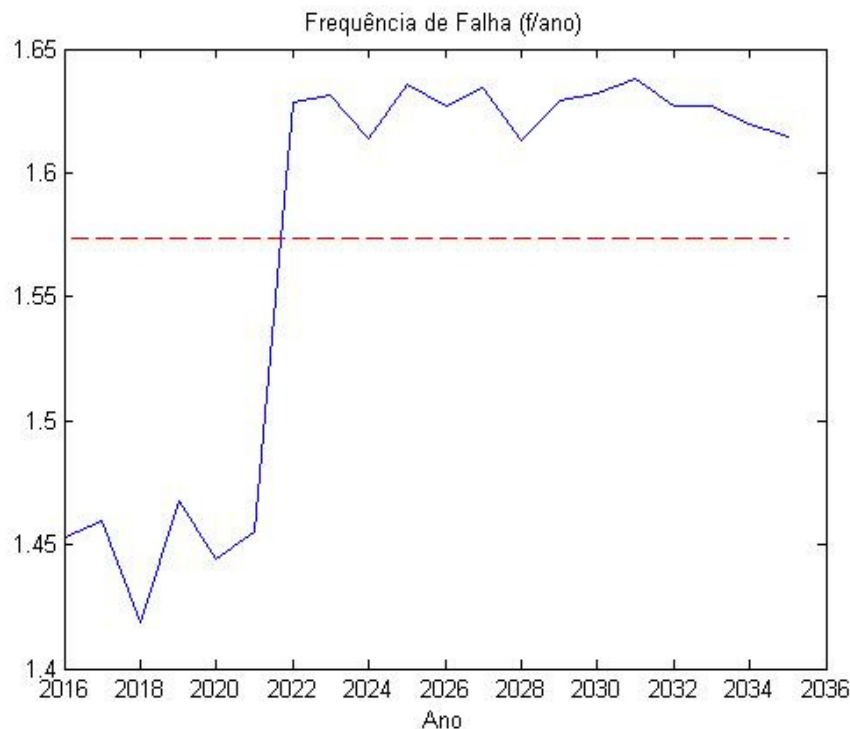


Fig. 4.10 – Frequência de falha: Caso 3.

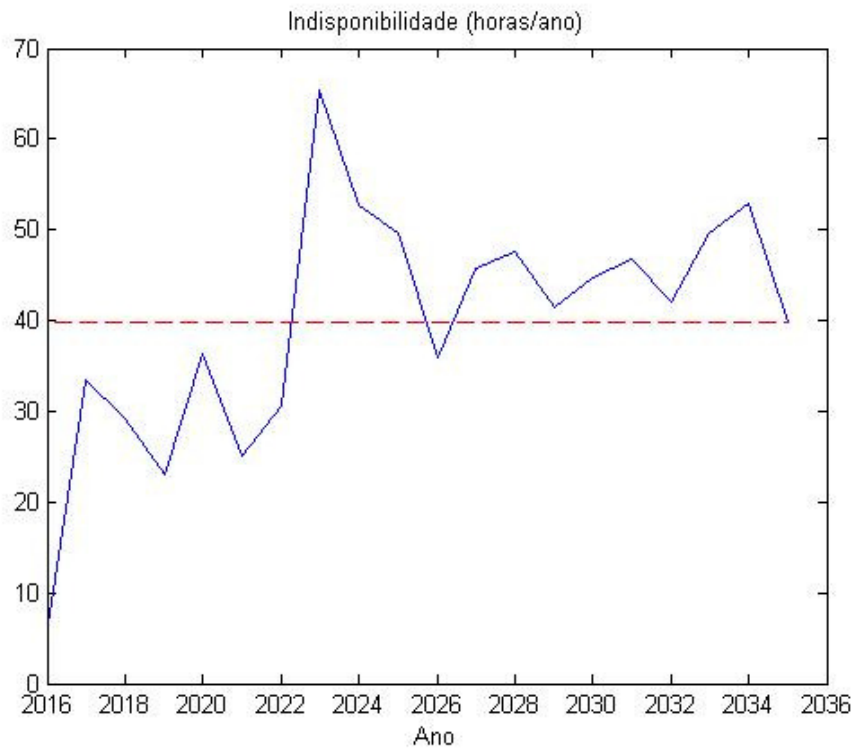


Fig. 4.11 – Indisponibilidade: Caso 3.

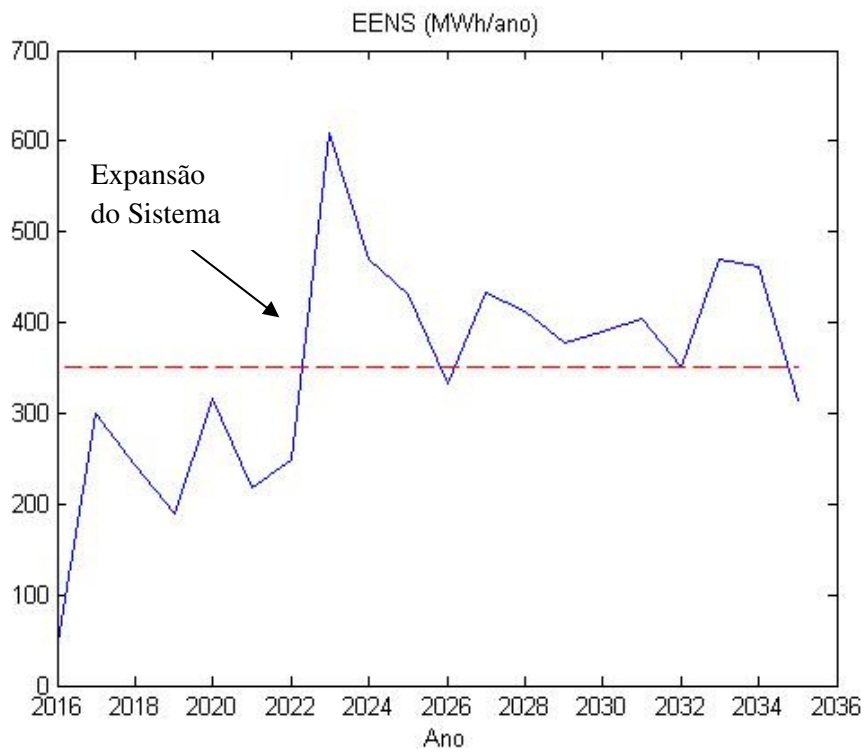


Fig. 4.12 – EENS: Caso 3.

Os resultados de confiabilidade e custos do Caso 4 (expansão do sistema em 15 transformadores em 2023 + 1 reserva em 2026 + 1 reserva em 2028) são apresentados nas Tabelas 4.11 e 4.12, juntamente com os valores do Caso 3 (expansão do sistema sem aumento do estoque).

TABELA 4.11– RESULTADOS DE CONFIABILIDADE DO PERÍODO: CASO 4

Índice	Caso 4	Caso 3
Confiabilidade	0,874456	0,760504
Disponibilidade	0,997586	0,995445
Indisponibilidade (horas/ano)	21,14	39,90
Frequência média de falha (falhas/ano)	1,5729	1,5735
Duração média das falhas (dias)	0,56	1,06
<i>EENS</i> (MWh/ano)	176,91	350,60

Da Tabela 4.11, observa-se que com a adição de reservas no estoque os índices de confiabilidade do Caso 4 obtém uma melhora em relação do Caso 3. Isso mostra que a estratégia escolhida para a ampliação do estoque obteve resultados satisfatórios. Ou seja, a ampliação do estoque conseguiu acompanhar a expansão do sistema e ainda melhorar os índices de confiabilidade.

A Tabela 4.12 apresenta os custos referentes ao Caso 4, comparado aos custos obtidos no Caso 3. Note que o acréscimo de reservas provoca a redução do valor presente do custo total de R\$ 11.952,78 para R\$ 6.409,17, o que representa uma diminuição de 46,78% em relação ao somatório dos custos do Caso 3.

TABELA 4.12 – VALOR PRESENTE DOS CUSTOS

Custo	Valor (1000 R\$)	
	Caso 4	Caso 3
Investimento	378,48	-
Operação	6.031,17	11.952,78
Soma	6.409,66	11.952,78

As Fig. 4.13, 4.14 e 4.15 ilustram, respectivamente, o comportamento da frequência média de falhas, indisponibilidade e *EENS* do sistema para cada ano do período de análise.

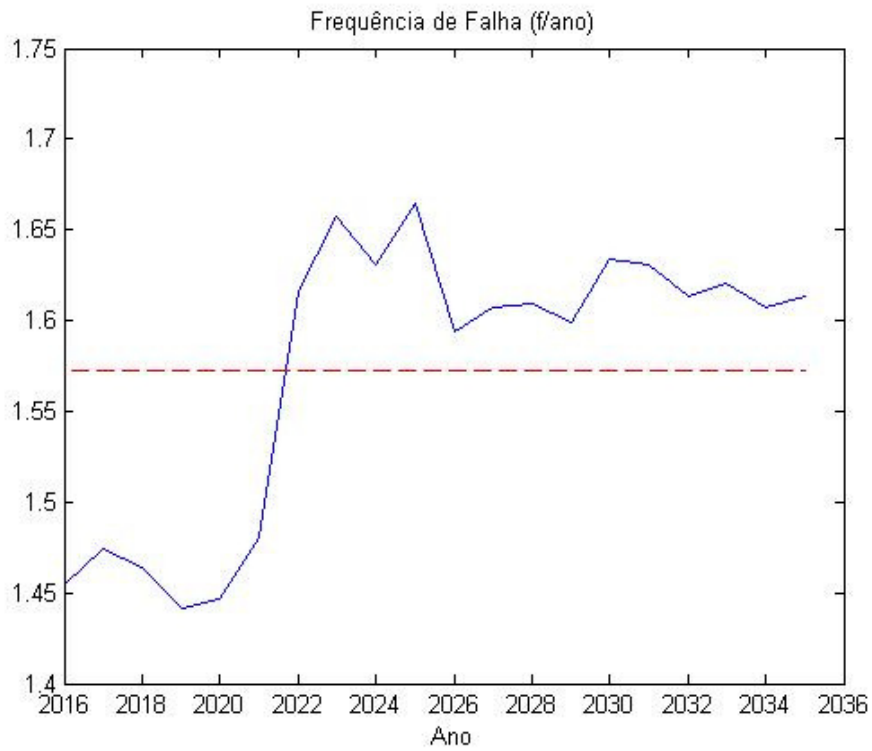


Fig. 4.13 – Frequência de falha: Caso 4.

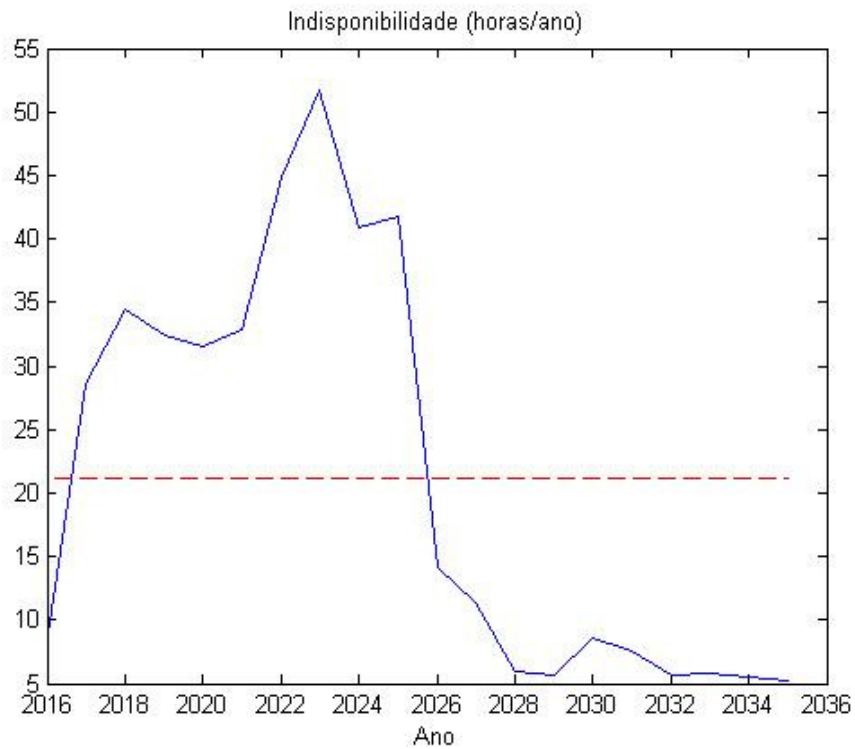


Fig. 4.14 – Indisponibilidade: Caso 4.



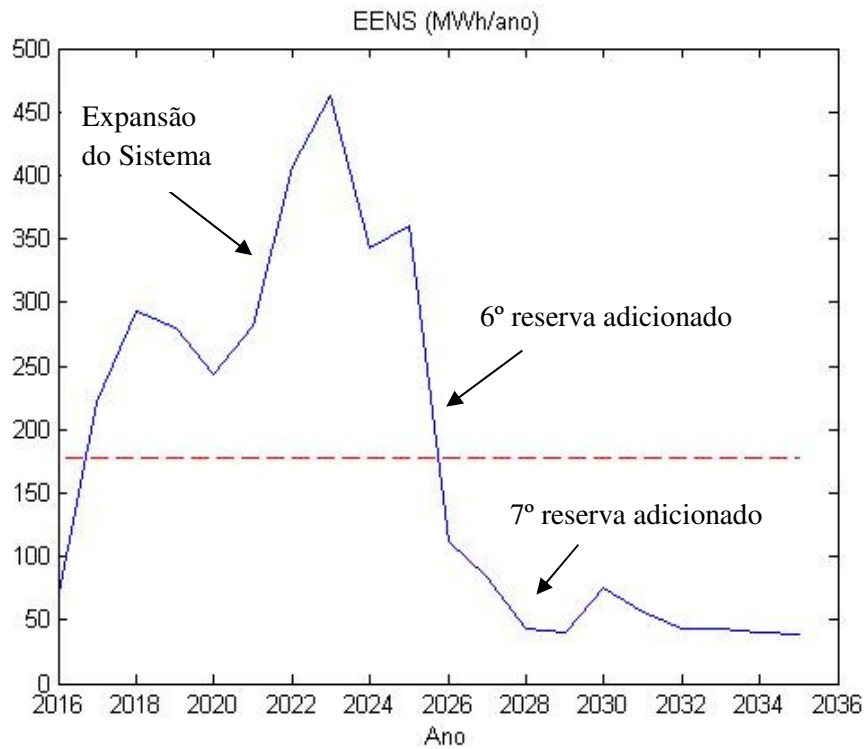


Fig. 4.15 – EENS: Caso 4.

Note que com a expansão do sistema de 132 para 147 transformadores a EENS tem um grande aumento. Porém, a partir de 2026 com a inclusão do 6º e 7º transformadores reservas, a EENS se reduz bastante.

Os resultados de confiabilidade e custos do Caso 5 (expansão do sistema em 15 transformadores em 2023 + 1 reserva em 2026 + 2 reservas em 2028) são apresentados nas Tabelas 4.13 e 4.14, juntamente com os valores do Caso 4.

TABELA 4.13 – RESULTADOS DE CONFIABILIDADE DO PERÍODO: CASO 5

Índice	Caso 5	Caso 4
Confiabilidade	0,877159	0,874456
Disponibilidade	0,997650	0,997586
Indisponibilidade (horas/ano)	20,58	21,14
Frequência média de falha (falhas/ano)	1,5735	1,5729
Duração média das falhas (dias)	0,55	0,56
EENS (MWh/ano)	174,93	176,91

Da Tabela 4.13, observa-se que em relação aos índices de confiabilidade, o Caso 5 não difere muito do Caso 4, apesar de ter um transformador a mais no estoque a partir de 2028.

A Tabela 4.14 apresenta os custos referentes ao Caso 5, comparado aos custos obtidos no Caso 4. Note que mesmo com um transformador reserva a mais no estoque, o Caso 5 se torna menos vantajoso que o Caso 4, devido aos custos totais serem maiores e os índices de confiabilidade serem muito próximos aos do Caso 4.

TABELA 4.14 – VALOR PRESENTE DOS CUSTOS

Custo	Valor (1000 R\$)	
	Caso 5	Caso 4
Investimento	534,45	378,48
Operação	5.963,63	6.031,17
Soma	6.498,08	6.409,66

As figuras 4.16, 4.17 e 4.18 ilustram, respectivamente, o comportamento da frequência média de falhas, indisponibilidade e *EENS* do sistema para cada ano do período de análise.

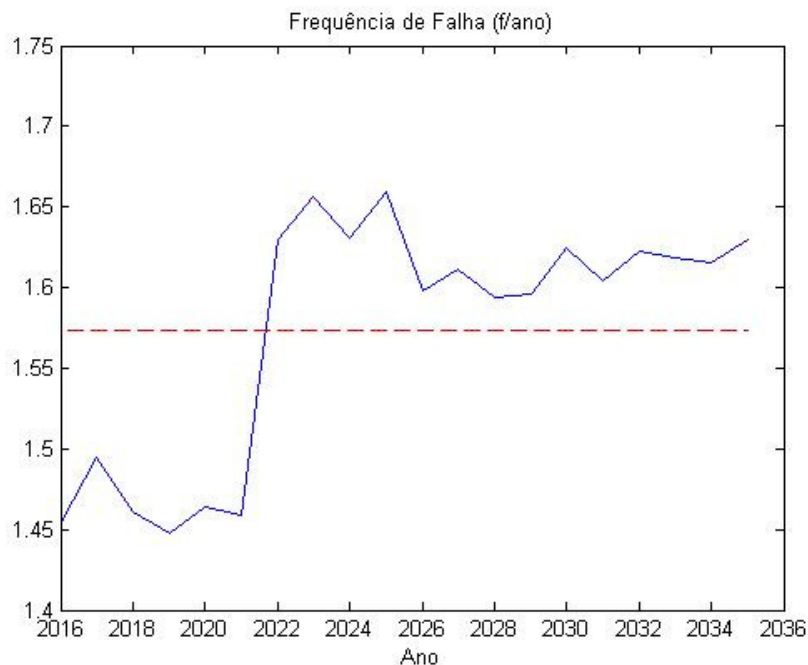


Fig. 4.16 – Frequência de falha: Caso 5.

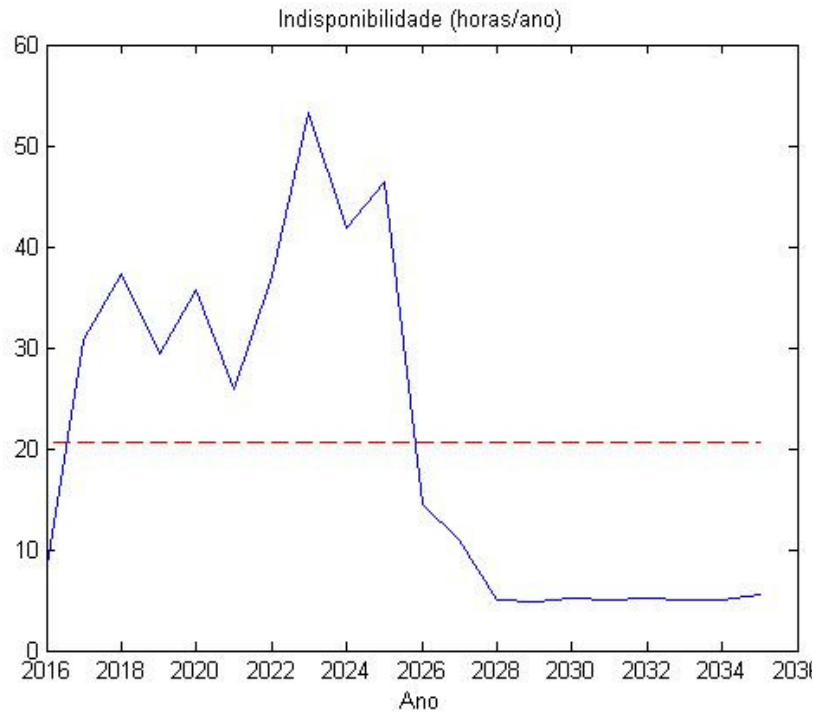


Fig. 4.17 – Indisponibilidade: Caso 5.

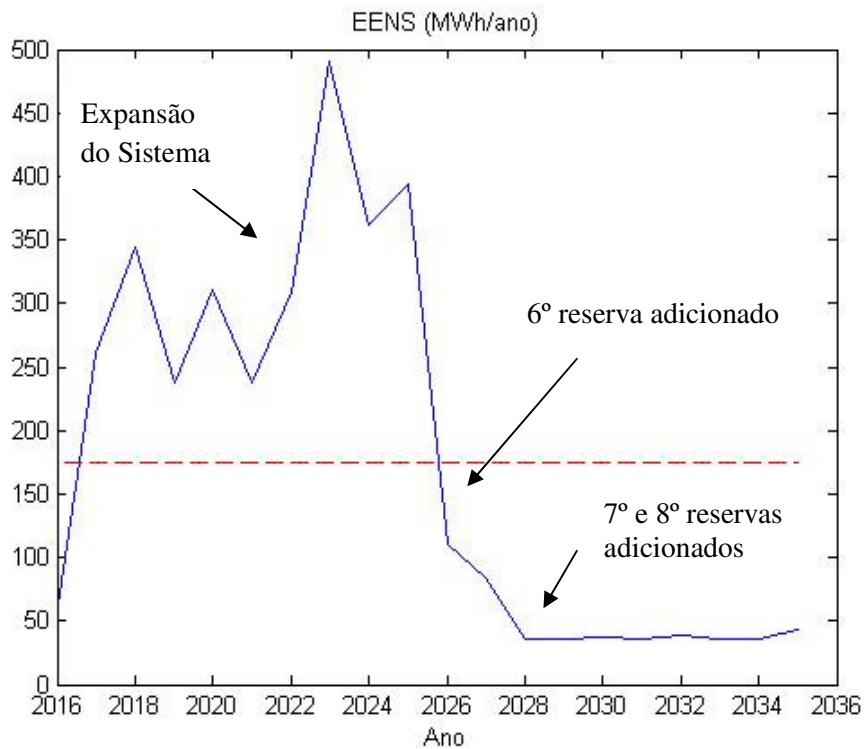


Fig. 4.18 – EENS: Caso 5.

Os indicadores de confiabilidade e custos do Caso 6 (aumento da carga em 20% em 2021) são mostrados nas tabelas 4.15 e 4.16, juntamente com os valores do Caso 2.

TABELA 4.15 – RESULTADOS DE CONFIABILIDADE DO PERÍODO: CASO 6

Índice	Caso 6	Caso 2
Confiabilidade	0,891030	0,890603
Disponibilidade	0,997830	0,997820
Indisponibilidade (horas/ano)	19,01	19,10
Frequência média de falha (falhas/ano)	1,4575	1,4587
Duração média das falhas (dias)	0,54	0,55
<i>EENS</i> (MWh/ano)	194,68	164,24

Da Tabela 4.15, observa-se que o aumento de carga impacta apenas a *EENS*, não afetando indicadores como confiabilidade, indisponibilidade, frequência e duração média das falhas. Este resultado se justifica pelo fato de que a ocorrência das falhas do sistema não depende da magnitude da carga imposta ao mesmo, mas sim, da ocorrência de avarias de transformadores no campo associada à indisponibilidade de reservas no estoque. Neste tipo de análise, a *EPNS* e a *EENS* são os únicos indicadores de confiabilidade sensíveis ao carregamento, pois medem a profundidade dos cortes de carga.

TABELA 4.16 – VALOR PRESENTE DOS CUSTOS

Custo	Valor (1000 R\$)	
	Caso 6	Caso 2
Investimento	222,52	222,52
Operação	6.636,99	5.599,32
Soma	6.859,51	5.821,84

A Tabela 4.16 mostra que o aumento de carga considerado implicou na elevação do custo de operação (i.e., a soma do custo de interrupção com o custo do não faturamento) de R\$ 5.599,32 para R\$ 6.636,99, um aumento de 19%.

As figuras 4.19, 4.20 e 4.21 ilustram, respectivamente, o comportamento da frequência média de falhas, indisponibilidade e *EENS* do sistema para cada ano do período de análise.

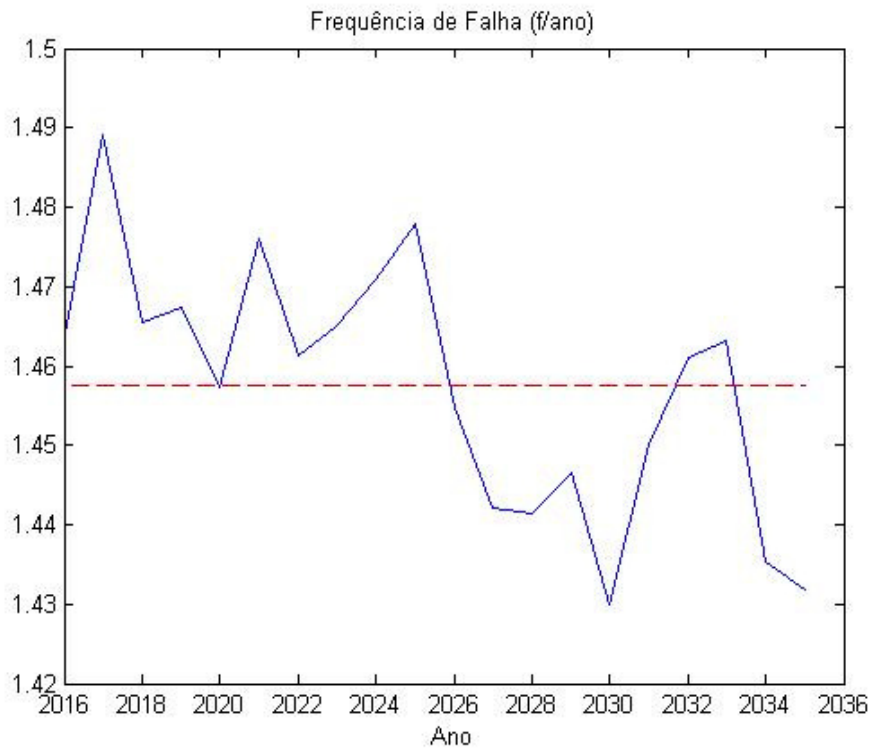


Fig. 4.19 – Frequência de falha: Caso 6.

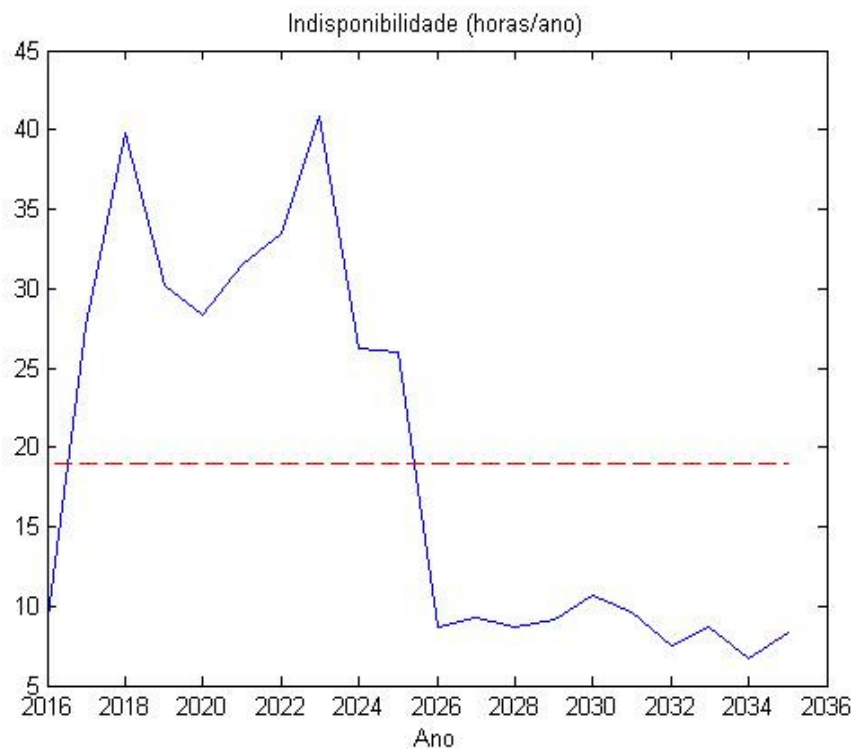
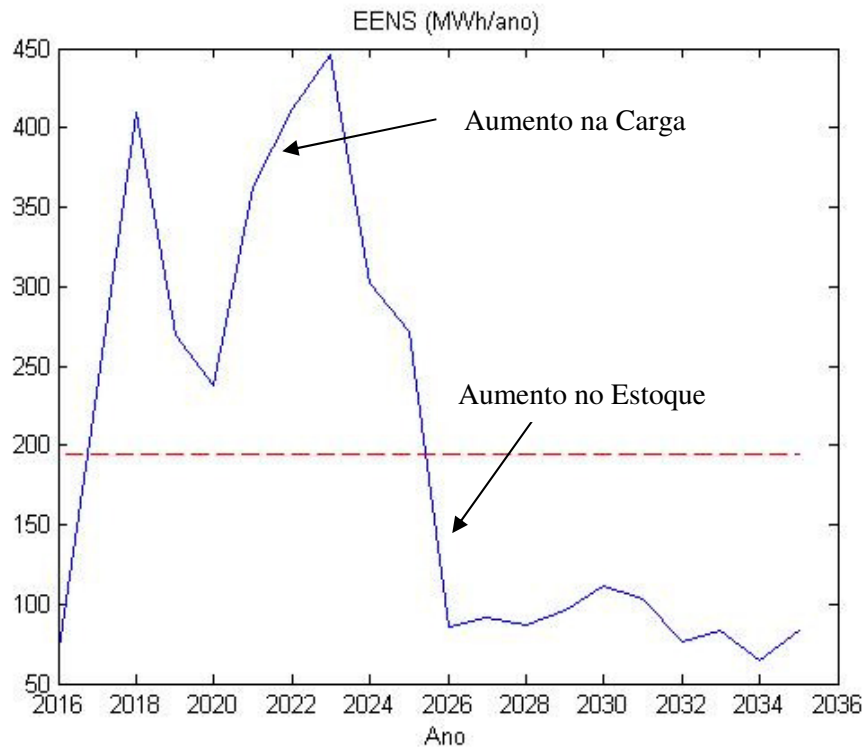


Fig. 4.20 – Indisponibilidade: Caso 6.

Fig. 4.21 – *EENS*: Caso 6.

As aplicações numéricas realizadas com o novo programa computacional permitiram concluir que a expansão do sistema e a composição do estoque são parâmetros que exercem grande influência nos índices de confiabilidade. Assim, faz-se necessário um planejamento adequado para que os índices de confiabilidade fiquem dentro de limites aceitáveis e os custos não aumentem exageradamente. Uma segunda conclusão obtida depois das simulações é que o nível de carregamento não exerce influência sobre índices de perda de carga (confiabilidade, disponibilidade e indisponibilidade), frequência e duração média das falhas, afetando apenas os índices de perda de energia (*EPNS* e *EENS*), além, é claro, dos custos de operação.

#### 4.4. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

As aplicações realizadas na Seção 4.3, consideram que em caso de falha, qualquer transformador pode transferir sua carga para transformadores ou subestações vizinhas, contudo, isso nem sempre é possível. Consideraram-se ainda, tempos de transferência de carga e instalação uniformemente distribuídos entre 2 e 4 horas, e entre 9 e 11 dias, respectivamente. A perma-

nência máxima admitida para uma transferência de carga foi de 30 dias. Nesta seção, são analisados os impactos destes parâmetros sobre os índices de confiabilidade.

#### 4.4.1. Pontos com Transferência de Carga

A Tabela 4.17 apresenta os casos que serão estudados, primeiramente variando o número de transformadores que possibilitam a transferência de carga.

TABELA 4.17 – CASOS ESTUDADOS – PONTOS DE TRANSFERÊNCIA

Caso	Número de Pontos com Transferência de Carga
1	0
2	33
3	66
4	99
5	132

A Tabela 4.18 apresenta os índices de confiabilidade obtidos no Caso 1. A Tabela 4.19 mostra os dados referentes ao histograma da duração das falhas e a Figura 4.22 ilustra estes valores.

TABELA 4.18 – ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DO PERÍODO: CASO 1

Índice	Valor
Confiabilidade	0,734500
Disponibilidade	0,957985
Indisponibilidade (horas/ano)	368,05
Frequência média de falha (falhas/ano)	1,3785
Duração média das falhas (dias)	11,12
<i>EENS</i> (MWh/ano)	2793,88

TABELA 4.19 – HISTOGRAMA DA DURAÇÃO DA FALHA: CASO 1

Classe	Percentual de Falhas
1	0%
2	95,65%
3	4,35%

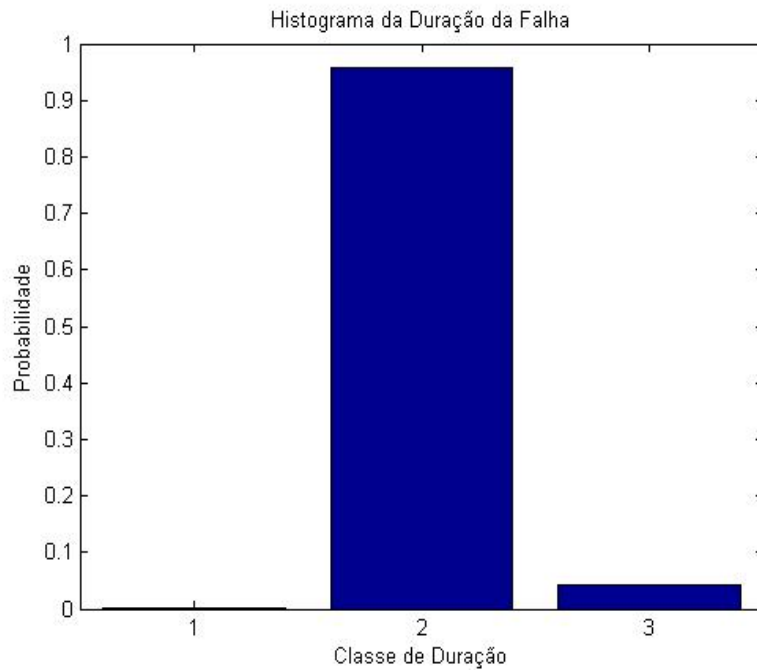


Fig. 4.22 – Histograma Duração de Falhas: Caso 1.

Como esperado, não há falhas referentes ao processo de transferência de carga, pois nenhum ponto de transferência está disponível. Dessa forma, as falhas referentes ao tempo da instalação de um novo transformador são predominantes. Os índices de confiabilidade do Caso 2 (33 pontos de transferência) são mostrados na Tabela 4.20, juntamente com os valores do Caso 1.

TABELA 4.20 – RESULTADOS DE CONFIABILIDADE DO PERÍODO: CASO 2

Índice	Caso 2	Caso 1
Confiabilidade	0,757500	0,734500
Disponibilidade	0,970000	0,957985
Indisponibilidade (horas/ano)	285,16	368,05
Frequência média de falha (falhas/ano)	1,3963	1,3785
Duração média das falhas (dias)	8,51	11,12
<i>EENS</i> (MWh/ano)	2159,93	2793,88

Note que houve uma diminuição considerável dos índices indisponibilidade, duração média das falhas e *EENS* devido à existência de 33 pontos de transferência. Observe agora a Tabela 4.21 e a Figura 4.23, referentes ao histograma de falhas.



TABELA 4.21 – HISTOGRAMA DA DURAÇÃO DA FALHA: CASO 2

Classe	Caso 2	Caso 1
1	24,83%	0%
2	72,32%	95,65%
3	2,85%	4,35%

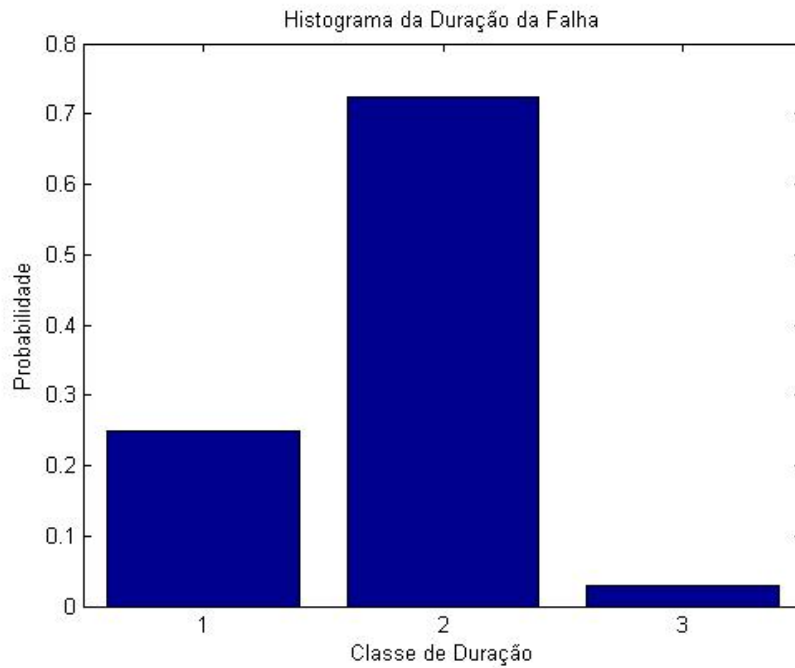


Fig. 4.23 – Histograma Duração de Falhas: Caso 2

Note que a transferência de carga está disponível em 33 dos 132 pontos (i.e. 25% do parque de transformação) e, com isso, a proporção de falhas referentes ao tempo de transferência de carga também é de aproximadamente 25%.

Na Tabela 4.22 se encontram os indicadores de confiabilidade referentes ao Caso 3 (66 pontos de transferência) e ao Caso 2, para efeito de comparação.

TABELA 4.22 – RESULTADOS DE CONFIABILIDADE DO PERÍODO: CASO 3

Índice	Caso 3	Caso 2
Confiabilidade	0,783000	0,757500
Disponibilidade	0,976955	0,970000
Indisponibilidade (horas/ano)	201,87	285,16
Frequência média de falha (falhas/ano)	1,4111	1,3963
Duração média das falhas (dias)	5,96	8,51
<i>EENS</i> (MWh/ano)	1537,64	2159,93

Note que a frequência de falha praticamente não se altera, enquanto os outros índices de confiabilidade melhoram. Isto se deve ao fato de que uma avaria de transformador sempre inicia uma falha no sistema. Contudo, o aumento do número de pontos com possibilidade de transferência de carga provoca a redução da duração da falha. Na Tabela 4.23 e na Figura 4.24, são mostrados os resultados referentes à duração das falhas.

TABELA 4.23 – HISTOGRAMA DA DURAÇÃO DA FALHA: CASO 3

Classe	Caso 3	Caso 2
1	49,16%	24,83%
2	49,07%	72,32%
3	1,77%	2,85%

Observe que, com o incremento de pontos de transferência, as falhas com durações maiores tem sua incidência diminuída.

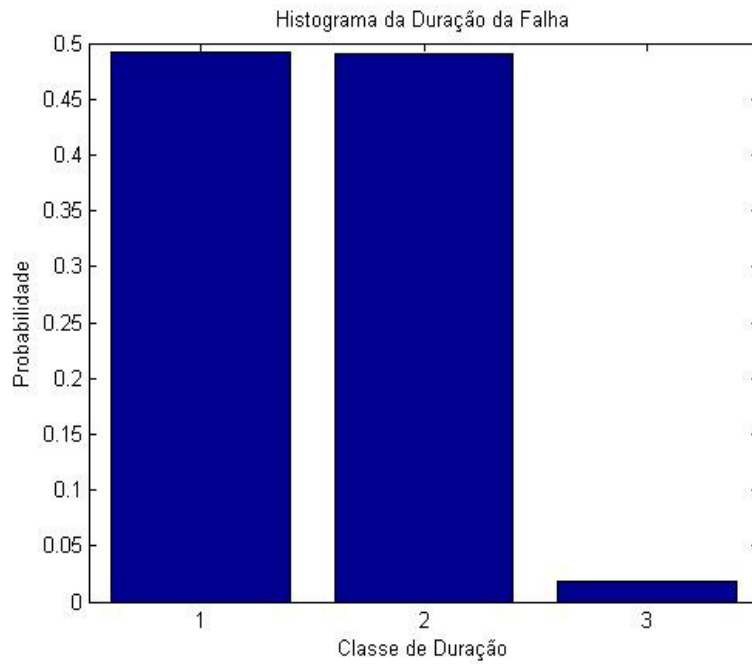


Fig. 4.24 – Histograma Duração de Falhas: Caso 3.

Como no caso anterior, o aumento de pontos com possibilidade de transferência implica o aumento na probabilidade de falhas na Classe 1, reduzindo principalmente as da Classe 2.

Os índices de confiabilidade do Caso 4 (99 pontos de transferência) são mostrados na Tabela 4.24, juntamente com os valores do Caso 3.

TABELA 4.24 – RESULTADOS DE CONFIABILIDADE DO PERÍODO: CASO 4

Índice	Caso 4	Caso 3
Confiabilidade	0,801000	0,783000
Disponibilidade	0,986809	0,976955
Indisponibilidade (horas/ano)	115,56	201,87
Frequência média de falha (falhas/ano)	1,4296	1,4111
Duração média das falhas (dias)	3,37	5,96
<i>EENS</i> (MWh/ano)	888,02	1537,64

Os índices indisponibilidade, duração média das falhas e *EENS* decrescem bastante em relação ao caso anterior, isso graças ao aumento dos pontos de transferência. Observe agora a Tabela 4.25 e a Figura 4.13, referentes ao histograma de falhas.

TABELA 4.25 – HISTOGRAMA DA DURAÇÃO DA FALHA: CASO 4

Classe	Caso 4	Caso 3
1	74,33%	49,16%
2	24,55%	49,07%
3	1,12%	1,77%

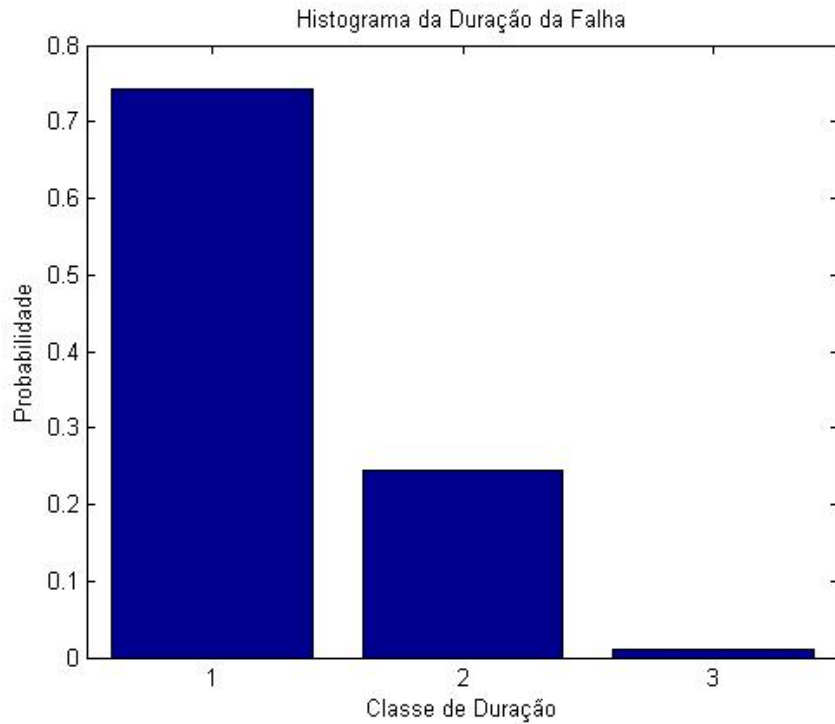


Fig. 4.13 – Histograma Duração de Falhas: Caso 4

O Caso 5, que considera todos os pontos com possibilidade de realizar transferência de carga, apresenta os resultados da Tabela 4.26 e 4.27 e da Fig. 4.14.

TABELA 4.26 – RESULTADOS DE CONFIABILIDADE DO PERÍODO: CASO 5

Índice	Caso 5	Caso 4
Confiabilidade	0,817042	0,801000
Disponibilidade	0,996624	0,986809
Indisponibilidade (horas/ano)	29,57	115,56
Frequência média de falha (falhas/ano)	1,4595	1,4296
Duração média das falhas (dias)	0,84	3,37
<i>EENS</i> (MWh/ano)	257,14	888,02

TABELA 4.27 – HISTOGRAMA DA DURAÇÃO DA FALHA: CASO 5

Classe	Caso 5	Caso 4
1	98,78%	74,33%
2	0,39%	24,55%
3	0,83%	1,12%

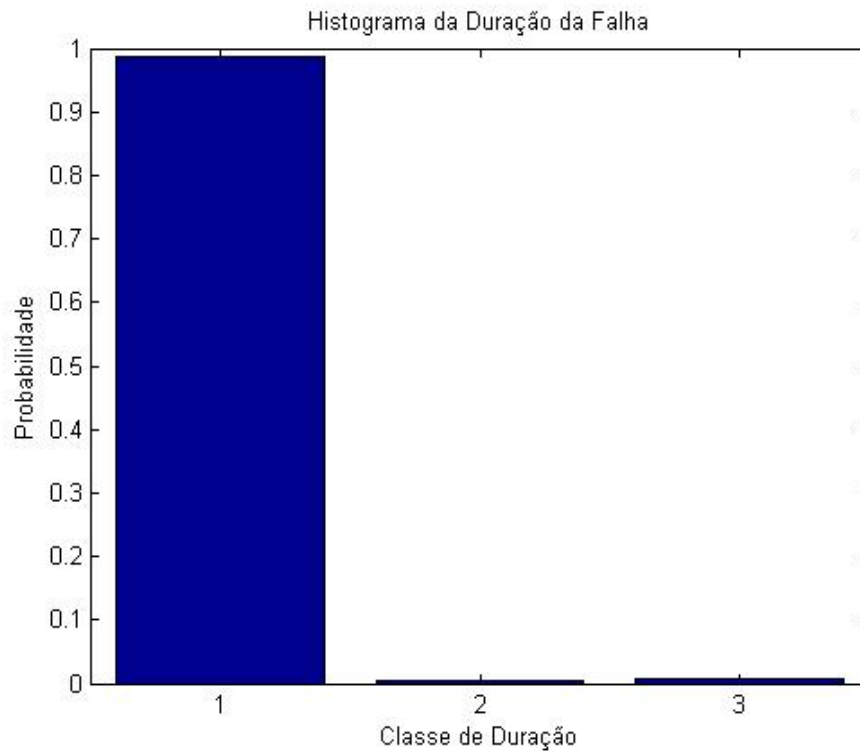


Fig. 4.14 – Histograma Duração de Falhas: Caso 5

A Tabela 4.27 mostra que 98,78% das falhas podem ser eliminadas com a transferência de carga, i.e., praticamente todas as falhas que ocorrem no sistema tem duração inferior ao tempo máximo da execução da transferência de carga, que neste exemplo é de 4 horas.

Pode-se concluir com o estudo destes casos que quanto maior for o número pontos de transferência de carga, mais confiável será o sistema, além de aumentar sua disponibilidade consideravelmente, e conseqüentemente, reduzir os custos com interrupção de energia.

#### 4.4.2. Tempo de Transferência de Carga

Nesta seção, o tempo de transferência de carga será analisado, para que seu efeito nos índices de confiabilidade possa ser verificado. O tempo continuará sendo distribuído uniformemente, porém em intervalos diferentes do analisado anteriormente. A Tabela 4.28 contém os casos estudados. Os índices de confiabilidade obtidos são mostrados na Tabela 4.29.

TABELA 4.28 – CASOS ESTUDADOS – TEMPO DE TRANSFERÊNCIA DE CARGA

Casos	Tempo de Transferência de Carga
1	0 a 2 horas
2	2 a 4 horas
3	4 a 6 horas
4	6 a 8 horas

TABELA 4.29 – RESULTADOS DE CONFIABILIDADE DO PERÍODO

Índice	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Confiabilidade	0,812711	0,817042	0,819335	0,821116
Disponibilidade	0,996856	0,996624	0,996402	0,996110
Indisponibilidade (horas/ano)	27,54	29,57	31,51	34,08
Frequência média de falha (falhas/ano)	1,4628	1,4595	1,4576	1,4538
Duração média das falhas (dias)	0,78	0,84	0,90	0,98
<i>EENS</i> (MWh/ano)	240,75	257,14	270,27	286,83

Pode-se perceber a deterioração, principalmente, dos índices ligados à duração da falha, como indisponibilidade, duração média e *EENS*. A Tabela 4.30 apresenta os custos de operação.

TABELA 4.30 – CUSTOS DE OPERAÇÃO

Casos	Valor (1000 R\$)
1	8.207,55
2	8.766,53
3	9.214,09
4	9.778,49

Observe que os custos variam coerentemente com o tempo necessário para a realização da transferência de carga. Como esperado, quanto maior for o tempo exigido para que a carga afetada por uma avaria seja transferida para outro transformador ou subestação, maior será a duração da falha e conseqüentemente a energia não fornecida.

#### 4.4.3. Tempo de Instalação

Este tempo refere-se à duração da instalação ou substituição de um transformador avariado por um novo transformador. Nos exemplos anteriores, este parâmetro foi definido como uma distribuição uniforme entre 9 e 11 dias. A Tabela 4.31 ilustra os casos que serão analisados.

TABELA 4.31 – CASOS ESTUDADOS – TEMPO DE INSTALAÇÃO

Casos	Tempo de Instalação
1	5 a 7 dias
2	7 a 9 dias
3	9 a 11 dias
4	11 a 13 dias

Os indicadores de confiabilidade dos Casos são mostrados na Tabela 4.32.

TABELA 4.32 – RESULTADOS DE CONFIABILIDADE DO PERÍODO

Índice	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Confiabilidade	0,820942	0,816770	0,817042	0,814159
Disponibilidade	0,996997	0,996718	0,996624	0,996446
Indisponibilidade (horas/ano)	26,30	28,75	29,57	31,14
Duração média das falhas (dias)	0,75	0,82	0,84	0,89
<i>EENS</i> (MWh/ano)	224,31	248,37	257,14	270,42

Como esperado, quanto maior o tempo para uma instalação ser concluída, piores serão seus índices de confiabilidade. Porém, como os intervalos analisados são próximos e o tempo necessário para a realização da transferência de carga (entre 2 e 4 horas) é menor que os tempos de instalação, não se verificaram grandes diferenças entre os resultados de cada caso.

A Tabela 4.33 mostra os resultados de *EENS* dos mesmos casos analisados anteriormente, quando o número de pontos com acesso à transferência também é alterado. São simuladas três situações: Na 1ª, o número de pontos de transferência é de 132, na 2ª é de 66, e na 3ª não é possível efetuar transferência de carga. Analisa-se apenas a influência na *EENS*, que foi verificada anteriormente como o índice mais sensível a este parâmetro.

TABELA 4.33 – CASOS ESTUDADOS – TEMPO DE INSTALAÇÃO

Casos	<i>EENS</i> (MWh/ano)		
	132 pontos	66 pontos	Sem transferência
1	224,31	987,45	1790,41
2	248,37	1223,54	2302,20
3	257,14	1486,71	2793,88
4	270,42	1738,77	3306,05

Como verificado pela Tabela 4.33, o aumento do tempo de substituição provoca a elevação da *EENS*, e esta elevação é mais expressiva quando a disponibilidade de transferência é menor, i.e., menor o número de pontos com acesso a este recurso.

#### 4.4.4. Duração Máxima da Transferência de Carga

Este parâmetro se refere ao tempo máximo que uma carga pode permanecer transferida para um transformador e/ou subestação próxima após a falha de um transformador no campo. Nos exemplos anteriores foi utilizado o tempo máximo de 30 dias. Nesta seção, a duração máxima permitida é variada, para que a influência deste parâmetro possa ser mensurada. A Tabela 4.34 contém os casos estudados.

TABELA 4.34 – CASOS ESTUDADOS – MÁXIMA DURAÇÃO PERMITIDA

Casos	Máxima Duração Permitida
1	15 dias
2	30 dias
3	45 dias
4	60 dias



Os índices de confiabilidade dos casos analisados são mostrados na Tabela 4.35.

TABELA 4.35 – RESULTADOS DE CONFIABILIDADE DO PERÍODO

Índice	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Confiabilidade	0,787912	0,817042	0,845954	0,853916
Disponibilidade	0,996067	0,996624	0,997120	0,997347
Indisponibilidade (horas/ano)	34,35	29,57	25,23	23,24
Duração média das falhas (dias)	0,99	0,84	0,72	0,66
<i>EENS</i> (MWh/ano)	299,05	257,14	213,48	194,36

Note que conforme a duração máxima permitida de transferência de carga aumenta, os índices de confiabilidade tendem a melhorar, pois com uma maior tolerância para a permanência da transferência de carga, menor será o tempo em que o sistema fica em estado de falha nas situações em que o estoque não possui equipamentos reservas para a instalação no campo.

Em função dos resultados obtidos nesta subseção, podem-se resumir as seguintes conclusões:

- A consideração dos tempos de instalação dos transformadores reservas deteriora os índices de confiabilidade, devido ao aumento do tempo em que o sistema permanece em falha;
- Analisando o efeito do tempo de instalação, juntamente com a possibilidade de transferência de carga, pôde-se concluir que uma forma para amenizar deterioração nos índices de confiabilidade devido à consideração dos tempos de instalação, seria a ampliação dos pontos com acesso à de transferência de carga. Deste modo, a carga afetada por uma falha pode ser atendida por outro alimentador, enquanto o transformador avariado é substituído por um reserva.

# CAPÍTULO 5

## CONCLUSÃO

### 5.1. CONCLUSÕES DESTE TRABALHO

Esta dissertação de mestrado apresentou uma metodologia baseada em simulação Monte Carlo Cronológica (SMC) para dimensionamento de reserva técnica de transformadores de subestações, no âmbito do planejamento da operação e manutenção de sistemas de distribuição de energia elétrica. Para isso, tomou-se como ponto de partida uma metodologia probabilística desenvolvida em trabalhos anteriores à qual foram incorporados modelos para o tratamento dos seguintes fatores:

- Transferência da carga de um transformador avariado para uma subestação e/ou transformador próximo em caso de avarias, e;
- Tempo de instalação de transformadores reservas no campo.

Estes fatores, associados aos inicialmente já modelados, e.g.:

- Expansão do sistema, com o aumento do número de transformadores no campo;
- Ampliação do estoque ao longo do tempo;
- Crescimento da carga,

permitiram o desenvolvimento de uma metodologia e seu respectivo programa computacional com capacidade de simular a operação de um sistema de distribuição no que se refere ao compartilhamento de estoques de transformadores.

Foram apresentados alguns trabalhos encontrados na literatura e assim pôde-se avaliar a importância de tornar a simulação mais próxima da realidade e a análise dos índices de confiabilidade mais crítica através da adição de parâmetros nas metodologias desenvolvidas.

Comparações entre os métodos Poisson, Markov e SMC foram feitas e pôde-se concluir que para considerar transformadores com tempos de funcionamento e reposição com quaisquer distribuições de probabilidade, deverá ser utilizado o modelo baseado em simulação Monte

Carlo cronológica. As demais metodologias possuem algumas restrições em relação a este modelo. A principal desvantagem do modelo Poisson é a necessidade de todos os transformadores terem que possuir a mesma taxa de falha e de não admitir a possibilidade de reposição do estoque durante o período de análise, fato que inviabilizaria sua utilização para o propósito da dissertação. Já o modelo Markov necessita 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.

Pelas explicações citadas acima, foi escolhido o modelo SMC para as análises efetuadas. Dessa forma, procurou-se desenvolver uma ferramenta computacional mais abrangente possível em linguagem MATLAB, adicionando parâmetros importantes e ainda não analisados, em um programa já disponível. A análise de impacto de cada parâmetro foi realizada através de tabelas, gráficos e histogramas gerados pelo próprio programa computacional.

O programa desenvolvido mostrou-se muito útil para o planejamento de operação e manutenção do sistema elétrico. A análise dos resultados gerados possibilita avaliar índices de confiabilidade como disponibilidade, frequência e duração média das falhas, além de energia média e custos associados com interrupção e não fornecimento de energia. O programa possui as seguintes características:

- Possibilidade de fornecer índices de confiabilidade por períodos de tempo, a fim de identificar a existência de períodos e/ou anos críticos, onde o sistema apresentou-se mais propício para a ocorrência de falhas;
- Representação do sistema elétrico com transformadores de diferentes idades;
- Capacidade de adição de transformadores para o estoque ao longo do período de análise;
- Tempos de reposição podem ser modelados através de três distribuições de probabilidade: exponencial, normal ou uniforme;
- Tempos de transferência de carga e instalação de novos transformadores são modelados pela distribuição uniforme ou podem ser fixados com um valor constante;
- Determinação dos custos de investimento na composição do estoque;
- Cálculo do custo esperado de operação (interrupção e não faturamento) do sistema para o período de análise especificado;

- Especificação da carga individualmente por transformador, e;
- Modelagem do crescimento da carga durante o período de análise.

Para analisar a principal contribuição desta dissertação, que é a possibilidade de transferência de carga em um evento de falha e o tempo de instalação de um novo transformador no campo, análises de sensibilidade foram realizadas no Capítulo 4. Simularam-se diversos casos para que as influências destes parâmetros pudessem ser verificadas.

Concluiu-se que os dois referidos parâmetros exercem mesmo efeito sobre os índices de confiabilidade e nos custos. Com a redução dos tempos de transferência de carga e de instalação, os índices de confiabilidade tendem a melhorar e os custos de operação diminuem consideravelmente, devido a um menor tempo de indisponibilidade do sistema.

Entretanto, o número de pontos de transferência de carga possui um impacto diferente nos índices de confiabilidade. Para os casos em que não há a possibilidade de transferência os índices de confiabilidade pioram e os custos de operação aumentam. Conforme o número de pontos de transferência é ampliado, os índices e os custos tendem a melhorar.

## **5.2. PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS**

A partir do trabalho desenvolvido, outras análises podem ser realizadas e implementadas, as quais estão descritas abaixo como sugestões para trabalhos futuros:

- Uso de outras distribuições de probabilidade (ex.: distribuição Weibull) para a representação de tempos até a falha de transformadores, a partir de bancos de dados de transformadores sinistrados e ainda em operação de distribuidoras de energia elétrica;
- Aprimoramentos na avaliação de custos de interrupção e impactos das falhas nos indicadores de continuidade dos sistemas de distribuição;
- Análise comparativa entre o custo do acréscimo de pontos de transferência de carga e o custo do acréscimo de transformadores no estoque.

### 5.3. PRODUÇÃO BIBLIOGRÁFICA

O desenvolvimento desta dissertação de mestrado propiciou a publicação de dois artigos técnicos em conferências:

- Silva Neto, N., Costa, J.G.C., Leite da Silva, A.M., Pureza, I.M., “Avaliação da Confiabilidade de Parques de Transformação com Reserva Técnica Compartilhada – Aprimoramentos Metodológicos”, XXI Congresso Brasileiro de Automática – CBA 2016, Vitória – ES – Brasil, outubro, 2016.
- Costa, J.G.C., Leite da Silva, A.M., Pureza, I.M., Silva Neto, N., “Evaluation of Spare Transformer Requirements for Distribution Substations via Chronological Monte Carlo Simulation”, 12<sup>th</sup> IEEE-PES PowerTech Conference – PowerTech Manchester 2017, Manchester – Reino Unido, junho 2017.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [A16] Agência Nacional Energia Elétrica, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica”, Revisão 8, Resolução Normativa no. 728/2016.
- [BA92] R. Billinton, R.N. Allan, Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques, Second Edition, Plenum Press, New York 1992.
- [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, 2005, pp. 204-211.
- [CL08] J.G.C. Costa and A.M. Leite da Silva, “Monte Carlo Simulation to Assess the Optimum Number of Distribution Spare Transformers”, 10<sup>th</sup> Int. Conf. Probability Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Rincón, PR, May 25-29, 2008.
- [CL09] J.G.C. Costa e A.M. Leite da Silva, “Dimensionamento Ótimo de Reserva Técnica de Transformadores de Subestações”, XI SEPOPE, Belém (PA), 16 a 20 de março de 2009.
- [CLM14] J.G.C. Costa, A.M. Leite da Silva, K.G. Machado, L.L. Souza, R.A. González-Fernández, “Avaliação da Confiabilidade de Parques de Transformação com Reserva Técnica Compartilhada”, Congresso Brasileiro de Automática – CBA, Belo Horizonte – MG, setembro de 2014.
- [H06] G.A. Hamoud, “Cost/Benefit Analysis for Use of Mobile Unit Substations in Customer Delivery Systems”, IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2006.
- [H08] G.A. Hamoud, “Use of Mobile Unit Transformers in High Voltage Load Stations”, Proceedings of the 10th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems – PMAPS, 2008.
- [H11] G.A. Hamoud, “Assessment of Spare Transformer Requirements for Distribution Stations”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 26, no.1, pp. 174-180, Feb. 2011.
- [H12a] G.A. Hamoud, “Use of Markov Models in Assessing Spare Transformer Requirements for Distribution Stations”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 27, no 2, pp. 1098-1105, 2012.
- [H12b] G.A. Hamoud, “Assessment of Spare Transformer Requirements for High Voltage Load Stations”, IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2012.

- [H14] G.A. Hamoud and C. Yiu, “Use of Mobile Unit Substations in Redundant Customer Delivery Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 3, pp. 1403-1409, 2014.
- [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.
- [HY16] G.A. Hamoud, C. Yiu, “One Markov Model for Spare Analysis of Distribution Power Transformers”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no.2, pp.1643-1648. 2016.
- [LCC10] A.M. Leite da Silva, J.G.C. Costa, and A.A. Chowdhury, “Probabilistic Methodologies for Determining the Optimal Number of Substation Spare Transformers,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.25, no. 1, pp. 68-77, Feb. 2010.
- [LCM15a] A.M. Leite da Silva, J.G.C. Costa, K.G. Machado, L.L. Souza and R.A. González-Fernández, “Probabilistic Method for Optimizing the Number and Timing of Substation Spare Transformers.” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 4, pp. 2004-2012, Nov. 2015.
- [LCM15b] A.M. Leite da Silva, J.G.C. Costa, K.G. Machado and C.H.V. Moraes. “Spare Transformers Optimization Using Monte Carlo Simulation and Metaheuristic Techniques”, *ISAP 2015 Conference*, Porto – Portugal, 2015.
- [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.
- [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.
- [M14] K.G. Machado, “Otimização de Estoques de Transformadores em Sistemas de Potência via Simulação Monte Carlo Cronológica e Técnicas Metaheurísticas”, *Tese de Doutorado*, Universidade Federal de Itajubá, outubro 2014.
- [M97] J. Moubray, “Reliability-Centered Maintenance”, *Butterworth-Heinemann*, 1997.
- [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.
- [MSH16] M.P. Marbun, N.I. Sinisuka, N. Hariyanto, “The Use of Markov Chain Method to Determine Spare Transformer Number with 3-Criteria Parameters”, *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, 2016.

- [NT09] J.M. Nahman and M.R. Tanaskovic, “Probability Models for Optimal Sparing of Distribution Network Transformers,” IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 24, no. 2, pp. 758-763, Apr. 2009.
- [P91] A. Papoulis, “Probability, Random Variables and Stochastic Process”, New York: McGraw-Hill, 1965, 1991 (3rd Edition).
- [RM12] O. Ristic, V. Mijailovic, “Method for Determining Optimal Power Transformers Exploitation Strategy”, Electric Power Systems Research, vol. 83, no. 1, pp. 255-261, Feb. 2012.
- [S14] L.L. Souza, Metodologia Probabilística para Dimensionamento de Reserva Técnica de Transformadores de Subestações de Distribuição de Energia Elétrica, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá, Dez., 2014.
- [SCJ09] N. Slack, S. Chambers e R. Johnston. “Administração da Produção”, 3ª ed., São Paulo: Atlas, 2009.
- [SCL16] N. Silva Neto, J.G.C. Costa, A.M. Leite da Silva, I.M. Pureza, “Avaliação da Confiabilidade de Parques de Transformação com Reserva Técnica Compartilhada – Aprimoramentos Metodológicos”, CBA – Congresso Brasileiro de Automática, Vitória – ES, setembro de 2016.