



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

EDUARDO ALMEIDA CABRAL

**ESTUDO DE CONFIABILIDADE APLICADO À ANÁLISE DE ALTERNATIVAS DE
PROJETO DE SUBESTAÇÃO INDUSTRIAL 69-13,8 KV BASEADO NO MODELO DE
MARKOV E ANÁLISE DE FALHA**

FORTALEZA

2020

EDUARDO ALMEIDA CABRAL

ESTUDO DE CONFIABILIDADE APLICADO À ANÁLISE DE ALTERNATIVAS DE
PROJETO DE SUBESTAÇÃO INDUSTRIAL 69-13,8 KV BASEADO NO MODELO DE
MARKOV E ANÁLISE DE FALHA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do
Centro de Tecnologia da Universidade Federal
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Raimundo Furtado
Sampaio

FORTALEZA

2020

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

C118e Cabral, Eduardo Almeida.

Estudo de confiabilidade aplicado à análise de alternativas de projeto de subestação industrial 69-13,8 kV baseado no modelo de Markov e análise de falha / Eduardo Almeida Cabral. – 2020.
80 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2020.

Orientação: Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio.

1. Confiabilidade. 2. Subestação. 3. Árvore de falha. I. Título.

CDD 621.3

EDUARDO ALMEIDA CABRAL

ESTUDO DE CONFIABILIDADE APLICADO À ANÁLISE DE ALTERNATIVAS DE
PROJETO DE SUBESTAÇÃO INDUSTRIAL 69-13,8 KV BASEADO NO MODELO DE
MARKOV E ANÁLISE DE FALHA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do
Centro de Tecnologia da Universidade Federal
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. MSc. Felipe Carvalho Sampaio
Universidade de Fortaleza (UNIFOR)

Eng. Angelo Antonio Silva Cavalcante
Coordenador de Projetos Elétricos e Automação na
Vicunha Têxtil

À minha família.

Aos meus pais, Alexandre e Eliane.

Aos meus avós, Alvino, Fátima e Eurinice.

Ao meu avô Assis Maciel (in memoriam).

AGRADECIMENTOS

A Deus, que em tudo me ajudou. Sei que se não fosse por Ele, não chegaria até aqui. À Nossa Senhora, a quem tanto pedi intercessão, e consagrei meus caminhos.

Aos meus pais, Alexandre e Eliane, pelo esforço imensurável que fizeram por mim, por todas as noites em claro, todas as abdicados feitas em meu nome, e por todo suporte emocional que me deram. O apoio e respeito de vocês deram-me forças para construir o caminho que eu quis trilhar.

Aos meus avós, Alvino e Fátima, por acreditar e investir em mim. Sou imensamente grato pela atenção que vocês tiveram para que eu sempre tivesse boas condições de estudo.

Aos meus familiares, pelo suporte dado para a construção deste sonho. Às minhas tias, Eurenir, Deni e Arianne, e aos meus tios, Gláucio e Júnior, por todo carinho e incentivo. De forma muito especial, à minha avó Eurinice, e à minha bisavó Alaíde, por todo amor e incentivo.

A todos meus primos, que são muitos, pela amizade e companheirismo de irmãos.

Aos meus amigos Carla e Rafael, pela amizade desde os tempos de colégio. Aos meus amigos Marcos e Aline, que são presentes que a vida me deu. Ao meu amigo Leonardo Milfont, que foi um grande companheiro durante a graduação. A Bruna Brito, minha namorada e amiga, pela parceria e cumplicidade independente das adversidades.

A todo o grupo das "Caronas Maranguape", que suavizaram o peso das viagens diárias a Universidade.

Aos professores do Departamento de Engenharia Elétrica, em especial ao Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio, pela excelente orientação e colaboração para construção deste trabalho. A Prof. Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão, pelo apoio durante a monitoria da disciplina de Circuitos Elétricos II. Ao Prof. Dr. René Pastor Torrico Bascopé, pela orientação durante minha participação no Programa de Educação Tutorial (PET). Ao Prof. Dr. Cícero Marcos Tavares Cruz, pela oportunidade de trabalhar no Laboratório de Condicionadores de Energia.

Aos engenheiros Angelo Cavalcante, Gustavo Ogg e Arnóbio Osório, por todo apoio durante meu período de estágio. Certamente as responsabilidades que vocês me deram foram cruciais em minha formação profissional. Ao Ademir Santos, gerente de engenharia da empresa que estagiei, pela incomparável confiança em meu trabalho.

Ao Doutorando em Engenharia Elétrica, Ednardo Moreira Rodrigues, e seu assistente, Alan Batista de Oliveira, aluno de graduação em Engenharia Elétrica, pela adequação do *template* utilizado neste trabalho, conforme as normas da biblioteca da Universidade Federal do Ceará.

“O que eu faço é uma gota no meio de um oceano.
Mas sem ela, o oceano será menor.”

(Madre Teresa de Calcutá)

RESUMO

O estudo de confiabilidade, aplicado à análise de alternativas de projeto de subestação industrial, busca subsidiar o planejamento de engenharia das empresas frente aos avanços tecnológicos na área de proteção de sistemas elétricos. Tal planejamento visa minimizar os vultuosos prejuízos financeiros causados por interrupções no suprimento de energia elétrica. A principal estratégia para mitigar as consequências das falhas elétricas é modernizar as subestações industriais. Nesse sentido, a norma IEC 61.850 apresenta um padrão de comunicação que promove a interoperabilidade entre Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED) de diferentes fabricantes. Além disso, tem-se estudado acerca do nível de confiabilidade das topologias de subestação com diferentes recursos operacionais. Nesse contexto, este trabalho apresenta um estudo de confiabilidade que analisa cenários de proteção com a adoção da IEC 61.850 em diferentes alternativas de projeto de uma subestação industrial 69-13,8 kV. Esta subestação apresentou outrora inúmeras interrupções no suprimento de energia elétrica. Para tanto, é necessário estudar os conceitos e fases do estudo de confiabilidade aplicado ao sistema elétrico, avaliar como a IEC 61.850 impacta na confiabilidade da subestação, modelar de forma estocástica os cenários para estudo, e analisar alternativas de projeto de subestação para planejamento de engenharia. Utiliza-se a metodologia de Análise por Árvore de Falha (AAF) em conjunto com o modelo de Markov, tendo como ferramenta os softwares *TopEvent FTA* e *MS Excel*. Por meio dessa metodologia, é possível comparar indicadores de confiabilidade de diferentes alternativas de projeto de subestação industrial 69-13,8 kV. Além disso, verifica-se que a adoção de seletividade lógica, conforme o padrão IEC 61.850, aumenta o nível de confiabilidade da subestação.

Palavras-chave: Confiabilidade. Subestação. Árvore de Falha.

ABSTRACT

The reliability study, applied to the analysis of alternatives for industrial substation design, seeks to subsidize the engineering planning of companies in the face of technological advances in the area of protection of electrical systems. Such planning aims to minimize the huge financial losses caused by interruptions in the supply of electricity. The main strategy to mitigate the consequences of electrical failures is to modernize industrial substations. In this sense, the IEC 61.850 standard presents a communication standard that promotes interoperability between Intelligent Electronic Devices (IED) from different manufacturers. In addition, the level of reliability of substation topologies with different operational resources has been studied. In this context, this work presents a reliability study that analyzes protection scenarios with the adoption of IEC 61.850 in different design alternatives for a 69-13,8 kV industrial substation. This substation once had numerous interruptions in the supply of electricity. Therefore, it is necessary to study the concepts and phases of the reliability study applied to the electrical system, evaluate how the IEC 61.850 impacts on the reliability of the substation, stochastically model the scenarios for study, and analyze alternatives for substation design for engineering planning . The Fault Tree Analysis (FTA) methodology is used in conjunction with the Markov model, using the software TopEvent FTA and MS Excel as a tool. Through this methodology, it is possible to compare reliability indicators for different alternatives for the 69-13,8 kV industrial substation project. In addition, it appears that the adoption of logical selectivity, according to the IEC 61.850 standard, increases the level of reliability of the substation.

Keywords: Reliability. Substation. Failure Tree Analysis.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Custo incremental da confiabilidade	20
Figura 2 – Relação entre custos financeiros e confiabilidade	21
Figura 3 – Distribuição exponencial	23
Figura 4 – Distribuição de Weibull	24
Figura 5 – Componentes em paralelo	24
Figura 6 – Componentes em série	25
Figura 7 – Associação de componentes série-paralelo	27
Figura 8 – Sistemas complexos	27
Figura 9 – Abordagens para sistemas complexos	28
Figura 10 – Conjunto de cortes mínimos	30
Figura 11 – Exemplo de árvore de falha	31
Figura 12 – Exemplo de sistema para modelo de Markov	32
Figura 13 – Exemplo de cadeia de Markov	33
Figura 14 – Níveis hierárquicos do sistema elétrico	36
Figura 15 – Divisão do sistema elétrico em zonas de proteção	42
Figura 16 – Proteção principal e de retaguarda	42
Figura 17 – Método da árvores de eventos	43
Figura 18 – Estrutura hierárquica do SAS baseada na norma IEC 61.850	46
Figura 19 – Arquitetura em estrela simples	46
Figura 20 – Arquitetura em anel	47
Figura 21 – Arquitetura em estrela dupla	47
Figura 22 – Seletividade lógica com comunicação baseada na IEC 61.850	49
Figura 23 – Lógica do esquema de seletividade com uso de mensagem GOOSE	50
Figura 24 – Comportamento de um equipamento modelado a dois estados	53
Figura 25 – Modelo de Markov a dois estados	53
Figura 26 – Procedimento para análise de falha nas proteções	56
Figura 27 – Comparativo entre representação série-paralelo e representação lógica	57
Figura 28 – Fluxograma geral para análise por árvore de falhas	58
Figura 29 – Fluxograma para análise qualitativa	58
Figura 30 – Elementos do diagrama em árvore de falhas	59
Figura 31 – Introdução ao TopEvent FTA	59

Figura 32 – Modelo de componentes no software TopEvent FTA	60
Figura 33 – Resultado de uma simulação no software TopEvent FTA	60
Figura 34 – Diagrama unifilar para o Caso A	64
Figura 35 – Diagrama em árvore de falha do Caso A	65
Figura 36 – Análise de falhas para o Caso A	65
Figura 37 – Diagrama unifilar para o Caso B	66
Figura 38 – Diagrama em árvore de falha do Caso B	67
Figura 39 – Análise de falhas para o Caso B	68
Figura 40 – Diagrama unifilar para o Caso C	69
Figura 41 – Diagrama em árvore de falha do Caso C	70
Figura 42 – Análise de falhas para o Caso C	70
Figura 43 – Diagrama unifilar para o Caso D	71
Figura 44 – Diagrama em árvore de falha do Caso D	72
Figura 45 – Análise de falhas para o Caso D	72
Figura 46 – Comparativo do indicador Expectância de Continuidade Nodal (ECntN) entre os casos estudados	73
Figura 47 – Comparativo do indicador Expectância de Descontinuidade Nodal (EDntN) entre os casos estudados	74
Figura 48 – Comparativo do indicador Energia Esperada Não Suprida (EENS) entre os casos estudados	75
Figura 49 – Nível de confiabilidade dos casos estudados	75

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Limite de probabilidade do modelo de Markov	33
Tabela 2 – Intervalos típicos de taxas de falha e tempos médios de residência	39
Tabela 3 – Dados de entrada para modelo de Markov	39
Tabela 4 – Falha em dispositivos de proteção	44
Tabela 5 – Confiabilidade de arquiteturas de comunicação	48
Tabela 6 – Valores adotados para modelagem de equipamentos	54
Tabela 7 – Indicadores de confiabilidade adotados para diagnóstico	61
Tabela 8 – Índices de confiabilidade do Caso A	66
Tabela 9 – Comparativo de confiabilidade entre o Caso A e o Caso B	67
Tabela 10 – Comparativo de confiabilidade entre o Caso A e o Caso C	69
Tabela 11 – Comparativo de confiabilidade entre o Caso A e o Caso D	73

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AAF	Análise por Árvore de Falha
ECntN	Expectância de Continuidade Nodal
EDntN	Expectância de Descontinuidade Nodal
EENS	Energia Esperada Não Suprida
IED	Dispositivos Eletrônicos Inteligentes
CNI	Confederação Nacional da Indústria
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
LOLP	Probabilidade de Perda de Carga
EPNS	Potência Esperada Não Suprida
LOLE	Perda de Carga Esperada
SEV	Índice de Severidade do Sistema
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor
Fortran	Visual Fortran Professional Edition 6.1 A
ECTvN	Expectância de Conectividade Nodal
PCO	Probabilidade de Continuidade de Operação
PPT	Probabilidade de Perda Total
INS	Indisponibilidade de Serviço Nodal
AAE	Análise por Árvore de Eventos
MTTF	Tempo Médio para Falha
MTTR	Tempo Médio para Reparo
SAS	Sistema de Automação de Subestação
GOOSE	Evento de Subestação Orientada a Objeto Genérico
UCS	Unidade de Controle da Subestação

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Disponibilidade
f	Frequência anual de falha
k	Constante de comparação entre subestações
P_0	Probabilidade que nenhum dos terminais do nó estejam isolados
P_T	Probabilidade que todos os terminais do nó estejam isolados
$Q(t)$	Probabilidade de falha
$R(t)$	Confiabilidade
r_e	Tempo médio de residência no estado de emperramento
r_d	Tempo médio de residência no estado pós-defeito
r_m	Tempo médio de residência no estado de manutenção
r_r	Tempo médio de residência no estado de reparo
U	Indisponibilidade
β	Incerteza relativa
ζ	Número de terminais conectados ao nó
λ	Taxa de falha para defeitos ativos
λ_e	Taxa de transição para emperramento
λ_m	Taxa de transição para manutenção
λ_p	Taxa de falha para defeitos passivos
μ	Taxa de transição do estado de reparo para o estado normal
μ_e	Taxa de transição do estado emperrado para o estado normal
μ_m	Taxa de transição do estado de manutenção para o estado normal
μ_r	Taxa de transição do estado pós-defeito para o estado de reparo

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Justificativa	16
1.2	Motivação	17
1.3	Objetivos	17
<i>1.3.1</i>	<i>Objetivo geral</i>	17
<i>1.3.2</i>	<i>Objetivos específicos</i>	18
1.4	Metodologia	18
1.5	Estrutura do trabalho	18
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	20
2.1	Introdução	20
2.2	Conceitos para estudo de confiabilidade	20
<i>2.2.1</i>	<i>Relação entre confiabilidade e custo</i>	20
<i>2.2.2</i>	<i>Modelagem probabilística</i>	21
<i>2.2.2.1</i>	<i>Conceitos básicos de probabilidade</i>	21
<i>2.2.2.2</i>	<i>Modelo para falha de equipamentos</i>	22
<i>2.2.3</i>	<i>Modelagem de sistemas</i>	23
<i>2.2.3.1</i>	<i>Sistema paralelo</i>	24
<i>2.2.3.2</i>	<i>Sistema série</i>	25
<i>2.2.3.3</i>	<i>Sistema série-paralelo</i>	27
<i>2.2.4</i>	<i>Técnicas de análise de sistemas complexos</i>	27
<i>2.2.4.1</i>	<i>Simulação Monte Carlo</i>	28
<i>2.2.4.2</i>	<i>Enumeração de estados</i>	29
<i>2.2.4.3</i>	<i>Conjunto de Cortes Mínimos</i>	30
<i>2.2.4.4</i>	<i>Árvore de Falha</i>	31
<i>2.2.4.5</i>	<i>Modelo de Markov</i>	31
2.3	Estudo de confiabilidade aplicado a sistemas elétricos de potência	34
<i>2.3.1</i>	<i>Definição de parâmetros para análise de confiabilidade</i>	34
<i>2.3.1.1</i>	<i>Domínio da análise</i>	34
<i>2.3.1.2</i>	<i>Critérios da análise</i>	34
<i>2.3.1.3</i>	<i>Fases do estudo</i>	35

2.3.2	<i>Abordagens para estudo de confiabilidade</i>	35
2.3.2.1	<i>Confiabilidade composta</i>	36
2.3.2.2	<i>Confiabilidade nodal</i>	38
2.3.2.3	<i>Confiabilidade das proteções</i>	41
2.3.3	<i>Confiabilidade do sistema de proteção padrão IEC 61.850</i>	44
2.3.4	<i>Seletividade lógica</i>	48
2.4	Considerações finais	50
3	METODOLOGIA	51
3.1	Introdução	51
3.2	Modelagem probabilística	51
3.2.1	<i>Componentes da subestação</i>	51
3.2.2	<i>Modelo de Markov para equipamentos</i>	52
3.2.3	<i>Modelagem de falha das proteções</i>	55
3.3	Método de Análise por Árvore de Falhas com uso de portas lógicas	56
3.4	Software TopEvent FTA	59
3.5	Análise de indicadores de confiabilidade	61
3.6	Considerações finais	62
4	ESTUDO DE CASO	63
4.1	Introdução	63
4.2	Descrição da planta	63
4.3	Configurações propostas	66
4.4	Resultados	73
4.5	Considerações finais	76
5	CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS	77
5.1	Conclusão	77
5.2	Trabalhos futuros	78
	REFERÊNCIAS	79

1 INTRODUÇÃO

A confiabilidade de um sistema elétrico de potência é definida como a probabilidade de um sistema ou componente realizar suas funções previstas de forma contínua, adequada e segura, por um período de tempo pré-estabelecido, sob condições operativas pré-definidas (ONS, 2020).

Na literatura, diversos trabalhos vêm sendo apresentados para melhoria da confiabilidade dos sistemas de transmissão (NUNES, 2017), subestação (BARBOSA *et al.*, 2018) e distribuição de energia elétrica (CENTENARO; CATAPANI, 2017).

Em Hajian-Hoseinabadi *et al.* (2012), o autor avalia quantitativamente a confiabilidade de diferentes topologias de subestação industrial automatizada. Além disso, o autor deduz índices de confiabilidade para essas subestações por meio de equações que consideram a operação rápida de comutação automática.

Já os trabalhos de Arentz (2001) e Amorim *et al.* (2004) desenvolvem ferramentas computacionais para o cálculo do nível de confiabilidade de diferentes arranjos de subestação. Os métodos usados em Amorim *et al.* (2004) são o conjunto de cortes mínimos, e o diagrama de grafos, enquanto em Arentz (2001), utiliza-se a enumeração de estados e procedimentos de cálculo matricial.

Nos últimos anos, com o avanço tecnológico, as empresas têm investido na modernização das suas instalações, visando a melhoria da confiabilidade e disponibilidade dos seus sistemas elétricos (SCHUMANN, 2017).

Nesse processo de modernização das subestações, a norma IEC 61.850 tem ganhado cada vez mais destaque. Em Spironello *et al.* (2015), o autor analisa a confiabilidade em sistemas de proteção baseados no padrão IEC 61.850, dando ênfase à avaliação das topologias de rede de comunicação.

Já em Franco *et al.* (2013), o autor apresenta meios de monitorar a integridade das redes de comunicação, conforme a IEC 61.850, entre os Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED).

1.1 Justificativa

No âmbito industrial, ter um sistema elétrico confiável indica continuidade produtiva. Segundo a Confederação Nacional da Indústria (CNI), 67% das empresas que utilizam a

eletricidade como principal fonte em seu processo produtivo são afetadas significativamente em razão das interrupções no serviço. No Nordeste, 42% das indústrias alegam falhas no suprimento de energia elétrica (ABREU, 2016).

As interrupções no suprimento de energia elétrica que afetam os processos produtivos podem ter origem externa ou interna à empresa. Para minimizar a descontinuidade de serviço com origem interna à indústria, faz-se necessário o projeto de um sistema de proteção coordenado, rápido e seletivo. Estes requisitos do sistema de proteção garantem a desconexão apenas do trecho em condição de falta de forma rápida, garantindo a integridade e suprimento das outras partes do sistema elétrico.

1.2 Motivação

O nível de confiabilidade de uma subestação industrial é diretamente proporcional aos investimentos financeiros realizados pela empresa. Por meio do estudo de confiabilidade, tem-se o diagnóstico do sistema elétrico. Desta forma, a análise da necessidade de modernização do sistema é feita ponderando probabilidade e severidade das falhas.

No âmbito deste trabalho é apresentado o estudo de confiabilidade da subestação 69-13,8 kV de uma indústria têxtil. Entre as motivações para o referido estudo, destaca-se:

- a) parada da produção com prejuízos financeiros à empresa em função de falhas elétricas com descoordenação das proteções;
- b) a necessidade de novos equipamentos para agregar mais recursos operacionais na topologia da subestação;
- c) a necessidade da aplicação de relés numérico, baseados na norma IEC 61.850, com recursos de seletividade lógica.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo geral

Este trabalho tem como objetivo geral realizar um estudo de confiabilidade aplicado à análise de alternativas de projeto de subestação industrial 69-13,8 kV a fim de garantir a coordenação, rapidez e seletividade na atuação do sistema de proteção.

1.3.2 *Objetivos específicos*

Para atender o objetivo geral apresentado acima, têm-se diferentes tarefas a serem realizadas. Tais tarefas compõem os objetivos específicos do trabalho, entre os quais estão:

- a) levantar dados da subestação industrial 69-13,8kV para o estudo de confiabilidade;
- b) definir cenários de proteção com e sem relés baseados na norma IEC 61.850;
- c) Aplicar método de Markov para modelagem dos equipamentos da subestação;
- d) Estudar cenários de proteção e topologias de subestação;
- e) Representar as alternativas de projetos por meio de diagramas de árvore de falha;
- f) Analisar a confiabilidade de alternativas de arranjos elétricos para a subestação.

1.4 Metodologia

A metodologia desse trabalho tem como base a hipótese que as consequências das falhas do sistema elétrico industrial podem ser minimizadas modificando tanto a atual configuração da subestação, quanto sua filosofia de proteção, a fim de tornar o sistema mais seletivo.

Para viabilizar o teste da hipótese, utilizou-se o método da Análise por Árvore de Falhas (AAF) e, como ferramenta, os softwares *TopEvent FTA* e *MS Excel*.

1.5 Estrutura do trabalho

Este trabalho é dividido em cinco capítulos. O Capítulo 1 tem como finalidade apresentar a justificativa, motivação, objetivos e estrutura do trabalho. Nele também é exposto a importância do estudo de confiabilidade de um sistema elétrico, e suas implicações.

O Capítulo 2 apresenta a fundamentação teórica a fim de embasar cientificamente os critérios adotados no estudo de caso. Nesse capítulo, são apresentados conceitos de probabilidade e modelagem estocástica de componentes de um sistema. Após introduzir os principais conceitos acerca de estudos de confiabilidade, são apresentadas três abordagens de estudo de confiabilidade aplicado à sistemas elétricos. Além disso, é feita uma introdução à seletividade lógica, e à norma IEC 61.850, bem como suas contribuições para a modernização das subestações.

O Capítulo 3 apresenta os componentes da subestação industrial, e o método de Markov para a modelagem estocástica de tais componentes. Além disso, ilustra-se o procedimento

para aplicação do método da AAF. Por fim, é feita uma introdução ao software *TopEvent FTA* para análise qualitativa e quantitativa das falhas na subestação industrial.

O Capítulo 4 contempla o estudo de confiabilidade da subestação 13,8-69 kV de uma indústria têxtil. Apresenta-se tanto a subestação industrial em sua configuração atual (caso base), quanto alternativas de projeto com mudanças na topologia e na filosofia de proteção. Avalia-se a operação da subestação quando há contingência em seus equipamentos. Além disso, é feito um comparativo entre os índices de confiabilidade obtidos para cada cenário estudado.

Por fim, o Capítulo 5 apresenta a conclusão deste trabalho, e propostas de trabalhos para desenvolvimento futuro.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Introdução

Neste capítulo é apresentada a fundamentação teórica sobre confiabilidade e as principais abordagens adotadas nos estudos de confiabilidade de sistemas elétricos de potência, a saber: confiabilidade composta, confiabilidade nodal e confiabilidade das proteções. Além disso, é apresentada uma breve introdução à proteção e automação de subestação baseada na norma IEC 61.850, e à seletividade lógica.

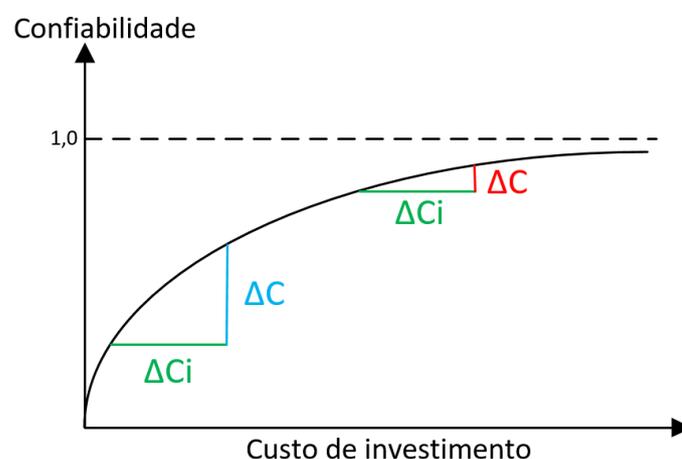
2.2 Conceitos para estudo de confiabilidade

A confiabilidade é a capacidade de um equipamento, ou sistema, desempenhar uma função requerida sob condições especificadas, durante um dado intervalo de tempo (ABNT, 1994). A garantia de continuidade de operação de um sistema requer investimentos financeiros. Nesse sentido, é crucial compreender como a confiabilidade e os custos financeiros estão relacionados.

2.2.1 Relação entre confiabilidade e custo

Na Figura 1 consta a curva do custo incremental da confiabilidade. Nela observa-se que para o mesmo investimento financeiro ΔC_i , obtêm-se incrementos de confiabilidade distintos. Dessa forma, quando a confiabilidade do sistema é baixa, poucos investimentos melhoram significativamente sua confiabilidade. No entanto, conforme o sistema torna-se mais confiável, maiores são os investimentos necessários para elevar seu nível de confiabilidade.

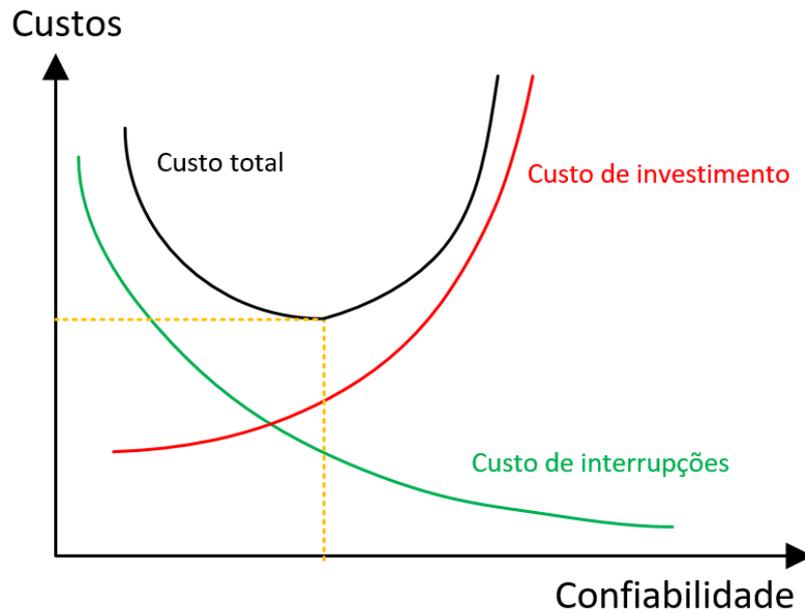
Figura 1 – Custo incremental da confiabilidade



Fonte: o autor.

Em Sousa (2018), o autor apresenta também outro tipo de análise da relação entre custo e confiabilidade. A Figura 2 contém curvas que ilustram que uma maior confiabilidade é obtida através do aumento dos custos de investimento, o que leva a diminuição dos custos por interrupção de operação. A curva do custo total representa a soma desses dois custos, sendo a inflexão da curva o ponto ótimo da confiabilidade.

Figura 2 – Relação entre custos financeiros e confiabilidade



Fonte: o autor.

2.2.2 Modelagem probabilística

Para análise de confiabilidade, deve-se estimar a probabilidade de um componente estar disponível em função do tempo de operação. Para isso, é necessário usar funções de densidade de probabilidade. Nesse sentido, a compreensão de conceitos básicos de probabilidade torna-se crucial para quantificar a confiabilidade de um sistema.

2.2.2.1 Conceitos básicos de probabilidade

Em Bussab e Morettin (2010), o autor apresenta conceitos de probabilidade relacionados a eventos simultâneos. Abaixo, cita-se os conceitos utilizados neste trabalho.

- a) dependência entre eventos: dois eventos são dependentes quando o resultado de um evento afeta o resultado de outro evento. A probabilidade de ocorrência de eventos dependentes é dada pela Equação 2.1. Para calcular a probabilidade de

eventos independentes, usa-se a Equação 2.2;

$$P(A \cap B) = P(A|B) \cdot P(B) \quad (2.1)$$

$$P(A \cap B) = P(A) \cdot P(B) \quad (2.2)$$

b) eventos mutuamente exclusivos: são eventos que não podem ocorrer simultaneamente. A probabilidade de ocorrer um dos dois eventos mutuamente exclusivos é dada pela Equação 2.3. Já para calcular a probabilidade de ocorrência de eventos não mutuamente exclusivos, usa-se a Equação 2.4.

$$P(A \cup B) = P(A) + P(B) \quad (2.3)$$

$$P(A \cup B) = P(A) + P(B) - P(A \cap B) \quad (2.4)$$

Em Bussab e Morettin (2010), o autor define a Equação 2.5 como a probabilidade de ocorrência do evento A condicionado ao resultado do evento B . A probabilidade de ocorrência desse tipo de evento é chamada de probabilidade condicional. Para essa equação, deve-se considerar que o termo n corresponde ao número de estados possíveis, e mutuamente exclusivos, do equipamento B . A probabilidade $P(A|B)$ corresponde a chance do evento A acontecer dado que o evento B ocorreu.

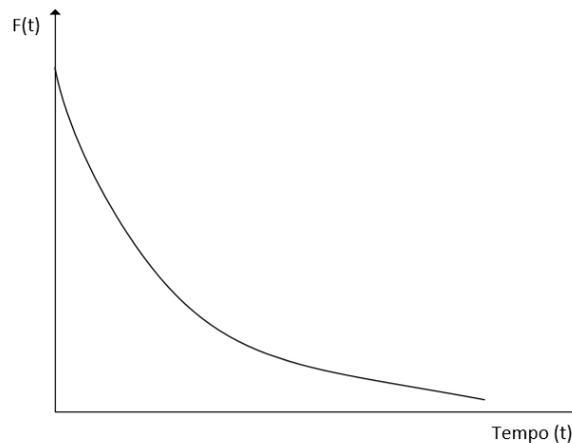
$$P(A) = \sum_{i=1}^n P(A|Bi) \cdot P(Bi) \quad (2.5)$$

2.2.2.2 Modelo para falha de equipamentos

Em ABNT (1994), define-se o conceito de modelo de confiabilidade como uma função matemática usada para previsão das medidas de confiabilidade de um item. Para construção de modelos teóricos com variáveis contínuas (ou discretas), deve-se escolher adequadamente uma função densidade de probabilidade (BUSSAB; MORETTIN, 2010). Dentre essas funções, pode-se citar: Distribuição Uniforme, Normal, Log-Normal, Pareto, Weibull e Exponencial.

Em Sousa (2018), o autor cita as distribuições Exponencial e de Weibull como as mais utilizadas, em estudos de confiabilidade, para modelar a disponibilidade de componentes em função do tempo. A Figura 3 ilustra uma distribuição exponencial de probabilidade, onde $F(t)$ é a probabilidade do componente estar disponível. Em Bussab e Morettin (2010), o autor apresenta a Equação 2.6 como a função densidade de probabilidade exponencial para $t > 0$ e $\lambda > 0$.

Figura 3 – Distribuição exponencial



Fonte: o autor.

$$F(t) = \lambda \cdot e^{-\lambda t} \quad (2.6)$$

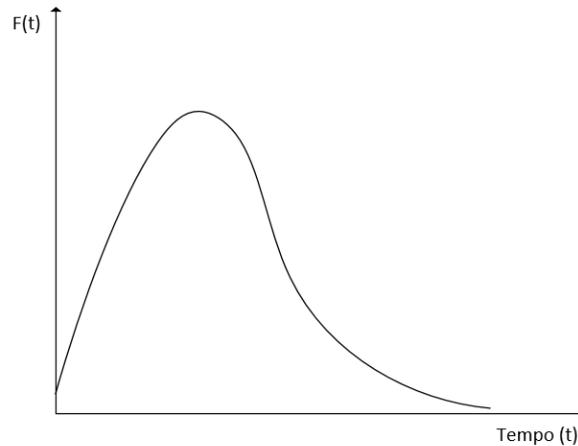
De forma semelhante, a Figura 4 mostra uma distribuição de Weibull, onde $F(t)$ é a probabilidade do componente estar disponível em função do tempo. Em Bussab e Morettin (2010), o autor define a função distribuição de probabilidade de Weibull conforme a Equação 2.7, onde α e β são constantes positivas, e $t > 0$.

$$F(t) = \alpha \beta t^{(\beta-1)} e^{(-\alpha t^\beta)} \quad (2.7)$$

2.2.3 Modelagem de sistemas

De posse dos conceitos de probabilidade, pode-se modelar um sistema para estudo de confiabilidade por um conjunto de componentes em série e paralelo.

Figura 4 – Distribuição de Weibull



Fonte: o autor.

2.2.3.1 Sistema paralelo

Supõe-se um sistema com dois componentes, A e B, a dois estados: funcionamento e falha. As probabilidades de cada equipamento falhar, respectivamente, são Q_A e Q_B . Assume-se que o sistema só falha se ambos os equipamentos falharem. Nessas condições, tem-se que o sistema se comporta como um circuito em paralelo. A Figura 5 mostra a representação desse sistema.

Figura 5 – Componentes em paralelo



Fonte: o autor.

Como a falha do sistema está condicionada a falha dos componentes A e B, deve-se usar o conceito de probabilidade condicional para calcular a probabilidade do sistema falhar, P_{falha} , conforme a Equação 2.8. A escolha do componente B como condicionante na Equação 2.8 é arbitrária, já que o resultado independente do componente condicionante (A ou B). A probabilidade do sistema falhar dado que B não falha, $P(\text{sis. falha} | B \text{ não falha})$, é nula, já que o

funcionamento do equipamento B é suficiente para garantir a operação do sistema.

$$P_{falha} = P(\text{sis. falha}|\text{B não falha}) \cdot P(\text{B não falha}) + P(\text{sis. falha}|\text{B falha}) \cdot P(\text{B falha}) \quad (2.8)$$

Dois eventos são ditos complementares quando a soma de suas probabilidades é igual a um. Os eventos de falha e funcionamento dos equipamentos são complementares. Logo a probabilidade de B não falhar é:

$$P(\text{B não falha}) = 1 - Q_B \quad (2.9)$$

Se o componente B falhar, a probabilidade do sistema falhar depende apenas do componente A. Logo, a probabilidade do sistema falhar dado que B falha, $P(\text{sis. falha}|\text{B falha})$, é igual a Q_A . Aplicando a Equação 2.9 na Equação 2.8, obtêm-se as Equação 2.10.

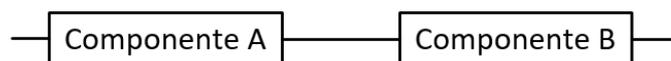
$$P_{falha} = Q_A \cdot Q_B \quad (2.10)$$

A Equação 2.10 é probabilidade de falha de um sistema paralelo em função das probabilidades de falha de seus componentes.

2.2.3.2 Sistema série

Supõe-se um novo sistema com dois componentes, A e B, a dois estados: funcionamento e falha. As probabilidades de cada equipamento funcionar, respectivamente, são R_A e R_B . Assume-se que este sistema só funciona se todos os seus componente funcionarem. Nessas condições, tem-se que o sistema se comporta como um circuito em série. A Figura 6 mostra a representação desse sistema.

Figura 6 – Componentes em série



Fonte: o autor.

O funcionamento do sistema está condicionado ao sucesso de operação dos seus componentes, logo deve-se usar o conceito de probabilidade condicional. Dessa forma, a

probabilidade de funcionamento do sistema, $P_{\text{operação}}$, é dada conforme a Equação 2.11. A probabilidade do sistema funcionar dado que B falha, $P(\text{sis. func.}|\text{B não func.})$, é nula, já que a operação do sistema requer o funcionamento de ambos componentes.

$$P_{\text{operação}} = P(\text{sis. func.}|\text{B não func.}) \cdot P(\text{B não func.}) + P(\text{sis. func.}|\text{B func.}) \cdot P(\text{B func.}) \quad (2.11)$$

Como os eventos de falha e funcionamento dos equipamentos são complementares, a probabilidade do equipamento B não funcionar é:

$$P(\text{B não func.}) = 1 - R_B \quad (2.12)$$

Se o componente B funcionar, a probabilidade do sistema operar depende apenas do componente A. Logo, a probabilidade do sistema funcionar dado que B funciona, $P(\text{sis. func.}|\text{B func.})$, é igual a R_A . Aplicando a Equação 2.12 na Equação 2.11, obtêm-se as Equação 2.13.

$$P_{\text{operação}} = R_A \cdot R_B \quad (2.13)$$

Usou-se a probabilidade de falha para o cálculo do sistema em paralelo, e a probabilidade de funcionamento para o sistema em série para facilitar as operações matemáticas. Os eventos de funcionamento e falha do sistema são complementares, bem como os estados dos equipamentos. Logo, a probabilidade de falha do sistema série segue a Equação 2.14.

$$P_{\text{falha}} = 1 - R_A \cdot R_B \quad (2.14)$$

Pode-se colocar R_A e R_B em função de seus respectivos complementos, Q_A e Q_B , para obter a Equação 2.15.

$$P_{\text{falha}} = 1 - (1 - Q_A) \cdot (1 - Q_B) \quad (2.15)$$

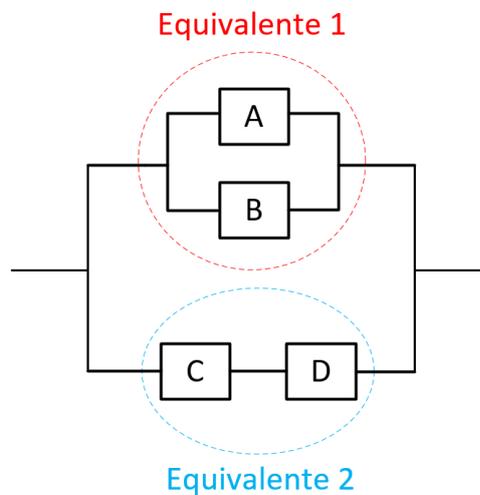
Ao desenvolver a Equação 2.15, chega-se a probabilidade de falha de um sistema série em função das probabilidades de falha de seus componentes, conforme a Equação 2.16.

$$P_{\text{falha}} = Q_A + Q_B - Q_A \cdot Q_B \quad (2.16)$$

2.2.3.3 Sistema série-paralelo

A Figura 7 ilustra um sistema com componentes associados em série-paralelo. Para o cálculo da probabilidade de falha desse sistema, deve-se calcular as probabilidades de falha dos componentes equivalentes. A probabilidade de falha do componente equivalente 1 é dada pela Equação 2.10, já que A e B estão em paralelo. Já a probabilidade de falha do componente equivalente 2 é obtida pela Equação 2.16, pois C e D estão em série.

Figura 7 – Associação de componentes série-paralelo



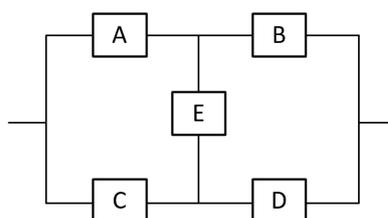
Fonte: o autor.

Nota-se na Figura 7 que os componentes equivalentes 1 e 2 estão associados em paralelo. Dessa forma, para calcular a probabilidade de falha do sistema, aplica-se as probabilidades de falha de cada componente equivalente na Equação 2.10.

2.2.4 Técnicas de análise de sistemas complexos

Sistemas complexos são aqueles que não podem ser representados por associação série paralelo (BILLINTON; ALLAN, 1996). Figura 8 ilustra um sistema complexo.

Figura 8 – Sistemas complexos

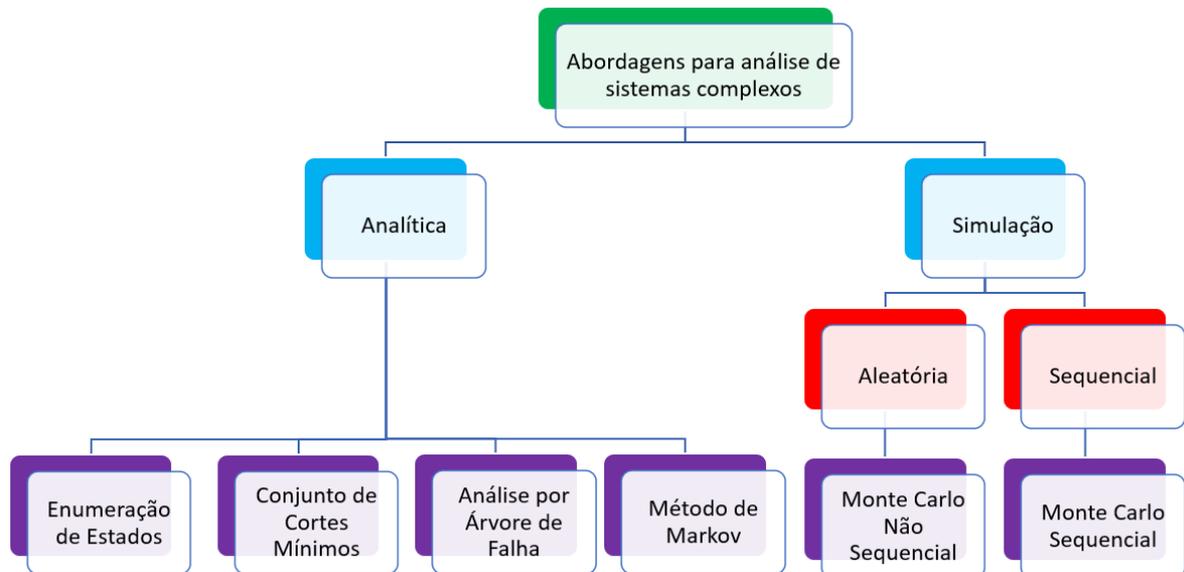


Fonte: o autor.

Para calcular a probabilidade de falha de sistemas complexos, e conseqüentemente sua confiabilidade, deve-se modelar a disponibilidade dos equipamento em função do tempo de operação por meio de uma função de distribuição de probabilidade, conforme apresentado da Seção 2.2.2.2.

Após definir o modelo de falha dos equipamentos, é necessário utilizar métodos específicos para analisar sistemas complexos. Em Billinton e Allan (1996), o autor categoriza esses métodos em duas abordagens principais: analítica e de simulação. Dentre as técnicas analíticas, pode-se citar: Conjunto de Cortes Mínimos, Enumeração de Estados, Árvore de Falha e Cadeias de Markov. Para a abordagem de simulação, usa-se a Simulação Monte Carlo. A Figura 9 ilustra os principais tipos e métodos de análise de sistemas complexos.

Figura 9 – Abordagens para sistemas complexos



Fonte: o autor.

2.2.4.1 Simulação Monte Carlo

A Simulação de Monte Carlo é uma técnica numérica que permite calcular a probabilidade de eventos por meio de um número elevado de testes, nos quais aplica-se uma entrada aleatória no modelo matemático do sistema, e armazena-se o resultado obtido para análise de convergência.

Em Billinton e Allan (1996), o autor afirma que o processo de simulação tem o objetivo de examinar padrões reais de comportamento do sistema, e estimar o valor médio ou esperado dos vários parâmetros de confiabilidade.

A abordagem de simulação é classificada como aleatória ou sequencial (BILLINTON; ALLAN, 1996). A Simulação Monte Carlo possui tipos de processos distintos para cada uma dessas abordagens.

- a) aleatória: usada quando o histórico de operação não afeta o comportamento do sistema. Para esse caso, utiliza-se Simulação Monte Carlo Não Sequencial;
- b) sequencial: aplicada quando eventos passados influenciam nas condições atuais do sistema. Nessas condições, usa-se Simulação Monte Carlo Sequencial.

Caso seja considerado elementos variantes no tempo, têm-se a opção de outros dois métodos de simulação: Monte Carlo Pseudo-Sequencial e Monte Carlo Cronológica (DIAS, 2014). O procedimento genérico da Simulação Monte Carlo cumpre as seguintes etapas:

- a) definir um modelo matemático para análise do sistema;
- b) realizar simulação do modelo definido gerando amostras aleatória;
- c) repetir as simulações e observar convergência das amostras obtidas por meio da variância e do desvio padrão.

2.2.4.2 Enumeração de estados

Um sistema com m componentes pode ser representado por um vetor $x = (x_1, \dots, x_m)$, onde x_k corresponde ao estado do k -ésimo elemento. Cada componente tem uma probabilidade de ocorrência $P(x_k)$ associada. O conjunto de todas as combinações de estados possíveis dos componentes do sistema é chamado de espaço de estados X (NUNES, 2017). Na técnica de Enumeração de Estados, todos os vetores x do espaço de estados X são enumerados (LIRA, 2018).

Os componentes do sistema podem ser modelados, com base em seu histórico de operação, por funções de densidade de probabilidade. É possível determinar a probabilidade de ocorrência de um determinado estado x , dada por $P(x)$, quando é conhecido o estado de cada componente, e sua respectiva probabilidade de ocorrência. Quando as falhas dos componentes são eventos independentes, $P(x)$ pode ser obtido pelo produto das probabilidades de ocorrência individuais de cada elemento.

Em (LIRA, 2018), o autor ressalta que este método se torna inviável para sistemas de médio e grande porte, pois o espaço de estados cresce exponencialmente à medida em que adiciona-se novos equipamentos ao sistema. Dessa forma, para facilitar a aplicação desse método, sugere-se:

- a) limitar o um nível de contingência da enumeração de estados;
- b) estipular uma probabilidade mínima de ocorrência como critério para análise de uma contingência;
- c) considerar apenas as contingências que acarretam condições severas a operação do sistema.

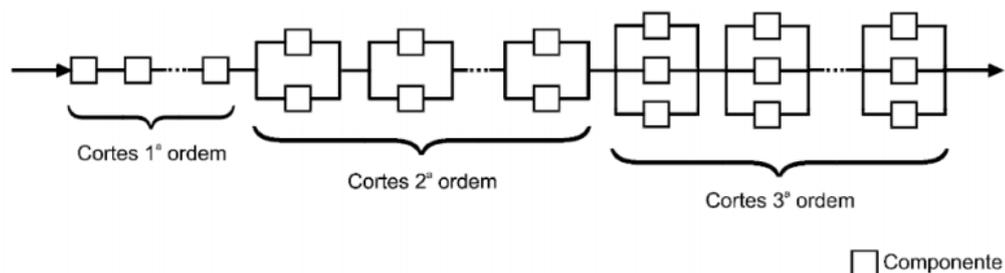
2.2.4.3 Conjunto de Cortes Mínimos

Um grupo de componentes, quando em falha, pode tornar o sistema inoperante. Quando isso acontece, esse grupo é chamado de conjunto de corte. Para que esse conjunto de corte seja mínimo, quando qualquer um desses componentes volta a funcionar, o sistema deve voltar à operação (BILLINTON; ALLAN, 1996).

O sistema apresentado na Figura 8 é capaz de ilustrar o conceito de conjunto de corte mínimo. Se todos os componentes falharem simultaneamente, o sistema falha, logo esse grupo de componentes compõe um conjunto de corte. Mas se apenas um deles voltar a funcionar, o sistema continua em falha, portanto esse conjunto de corte não é mínimo. Já o equipamento *A* e o equipamento *B* compõe um conjunto de corte mínimo, pois o sistema falha se *A* e *B* falharem simultaneamente, porém o funcionamento do sistema é reestabelecido se um dos dois equipamentos voltar a funcionar.

A Figura 10 ilustra a aplicação desse método. Todos os componentes do conjunto de cortes mínimos devem falhar para que o sistema falhe. Além disso, basta que um conjunto de corte mínimo falhe para que todo o sistema também falhe. A ordem do grupo de corte mínimo equivale ao número de componentes que o compõe.

Figura 10 – Conjunto de cortes mínimos

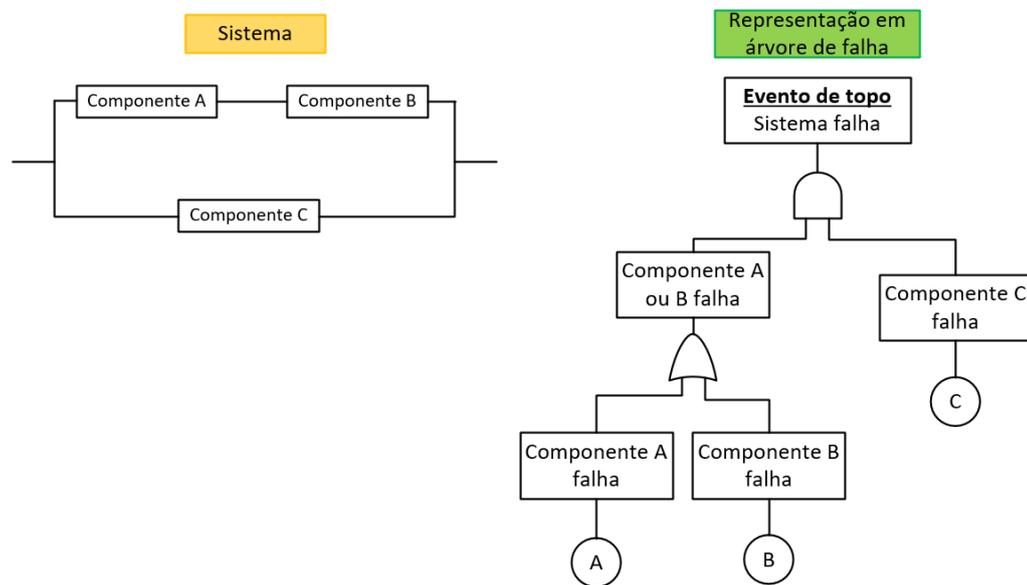


Fonte: (NUNES, 2017).

2.2.4.4 Árvore de Falha

O método da Árvore de Falha é uma técnica *top-down*, pois ela busca eventos básicos a partir de um evento indesejado e pré definido (evento de topo). Para utilizar esse método, é necessário conhecer os requisitos de operação do sistema. A Árvore de Falha permite identificar as sequências de falhas capazes de comprometer o desempenho de todo o sistema (IME, 2008). A Figura 11 apresenta um sistema simples e sua representação em árvore de falha a fim de ilustrar esse método.

Figura 11 – Exemplo de árvore de falha



Fonte: o autor.

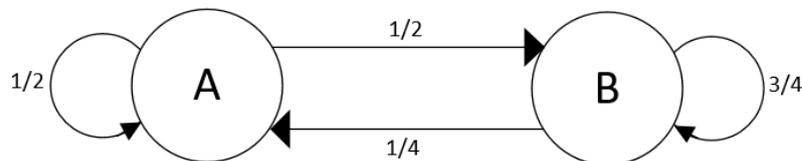
Esse método pode ser desenvolvido em diferentes níveis de complexidade, sendo aplicável tanto para a análise de projetos quanto para sistemas que já estão em operação. Pode-se utilizá-lo para realizar avaliações qualitativa (identificação das falhas básicas) e quantitativa (cálculo da probabilidade de ocorrência do evento de topo). O diagrama gerado por esse método é de fácil interpretação mesmo para pessoas distantes do assunto sob análise (IME, 2008).

2.2.4.5 Modelo de Markov

O modelo de Markov assume que os sistemas são estacionários. Dessa forma, os estados passados são irrelevantes para a predição do estado futuro, desde que o estado atual seja conhecido (DIAS, 2014). Além disso, esse método tem como premissa as taxas de falha constantes no tempo, conforme a distribuição de probabilidade exponencial.

A Figura 12 ilustra um sistema com dois estados de operação, *A* e *B*. A probabilidade do sistema sair do estado *B* para o estado *A* é de $\frac{1}{4}$. Já a probabilidade desse sistema permanecer no estado *B* é de $\frac{3}{4}$. Quando inicia-se no estado *A*, a probabilidade do sistema permanecer nesse estado ou migrar para o estado *B* é igual a $\frac{1}{2}$. Para uso do modelo de Markov, assume-se que a probabilidade do sistema permanecer ou mudar de estado (valor apresentado nas setas) é constante ao longo do tempo, e que seu estado anterior não afeta o estado futuro.

Figura 12 – Exemplo de sistema para modelo de Markov



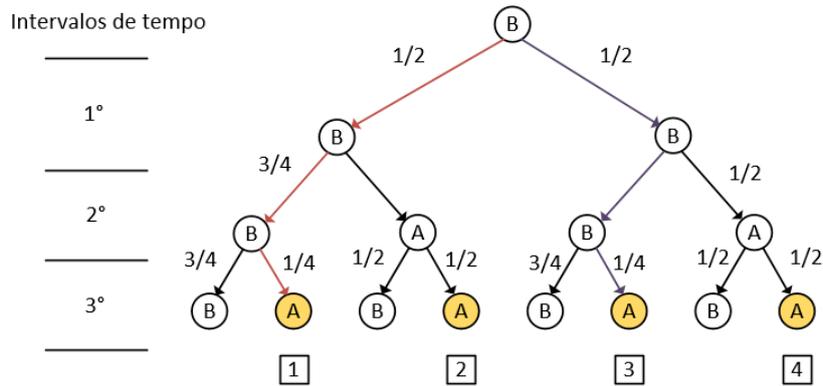
Fonte: o autor.

Neste método, o sistema pode ter mais de dois estados, desde que a soma da probabilidade de residir em um estado e da probabilidade de mudar para outros estados seja igual a um. Dessa forma, garante-se que os eventos, partindo de um estado conhecido, são mutuamente exclusivos.

A Figura 13 apresenta o desenvolvimento do sistema ao longo do tempo, chamada de Cadeia de Markov. Após três intervalos de tempo, pode-se calcular a probabilidade do sistema estar no estado *A*. Observa-se que há quatro caminhos possíveis (representados por setas de transição) e mutuamente exclusivos que levam o sistema para o caso *A*. Logo, a probabilidade de cada uma das quatro posições é dada pelo produto das probabilidades do caminho. A soma dos quatro valores obtidos representa a probabilidade do sistema está no estado *A* após três intervalos de tempo.

A Tabela 1 apresenta a probabilidade de encontrar o sistema no estado *A*, ou no estado *B*, para cada intervalo de tempo decorrido. Nota-se que à medida em que aumenta-se os intervalos de tempo, a probabilidade do sistema estar em um estado tende a uma probabilidade limite. Essa propriedade do método de Markov decorre do uso de taxas de transição contantes ao longo do tempo.

Figura 13 – Exemplo de cadeia de Markov



Fonte: o autor.

Tabela 1 – Limite de probabilidade do modelo de Markov

Intervalo de tempo	P(A)	P(B)
1	0,5	0,5
2	0,375	0,625
3	0,344	0,656
4	0,336	0,664
5	0,334	0,666

Fonte: o autor.

Para demonstrar matematicamente a probabilidade limite do modelo de Markov, considere a Equação 2.17. Em Bussab e Morettin (2010), o autor define essa equação como o valor esperado $E(x)$ de uma variável aleatória contínua, onde $f(x)$ é a função densidade de probabilidade adotada na modelagem do sistema.

$$E(x) = \int_{-\infty}^{\infty} x \cdot f(x) dx \quad (2.17)$$

Como o modelo de Markov usa a função de distribuição de probabilidade exponencial, aplica-se a Equação 2.6 na Equação 2.17. Dessa forma, obtém-se:

$$E(t) = \int_0^{\infty} \lambda \cdot t \cdot e^{-\lambda t} dt \quad (2.18)$$

Pode-se solucionar a Equação 2.18 aplicando integração por partes. Assim, conclui-se que:

$$E(t) = \frac{1}{\lambda} \quad (2.19)$$

O resultado da Equação 2.19 corresponde ao tempo médio de operação até a falha do sistema. Analogamente, pode-se obter o tempo médio de reparo do sistema ao substituir λ (taxa de falha), na Equação 2.18, pela taxa de reparo. Dessa forma, obtêm-se o tempo total de residência nos possíveis estados de operação (funcionamento e falha). Os dois valores (tempo até a falha e tempo de reparo) são constantes quando o tempo tende a infinito. Logo, a probabilidade de encontrar o sistema em um dos dois estados também é constante.

2.3 Estudo de confiabilidade aplicado a sistemas elétricos de potência

Apesar da consolidação de algumas metodologias para análise de confiabilidade do sistema elétrico de potência, muitas empresas possuem dificuldades para avaliar o desempenho de seus sistemas, e para realizar cálculos de custo-benefício de obras para modernizá-los (NUNES, 2017). Nesta seção, são apresentados conceitos para estudo de confiabilidade aplicado a sistemas elétricos de potência.

2.3.1 Definição de parâmetros para análise de confiabilidade

Para direcionar o estudo de confiabilidade à realidade operacional de uma empresa e aos parâmetros que se deseja avaliar, é necessário ter em vista os conceitos de domínio, critério e fase de um estudo de confiabilidade aplicado a sistemas elétricos. Esses conceitos conferem à análise um caráter mais objetivo.

2.3.1.1 Domínio da análise

A análise da confiabilidade de sistemas elétricos de potência tem dois domínios de estudo: adequação (análise estática) e segurança (análise dinâmica) (NUNES, 2017). O domínio da adequação avalia se o sistema tem capacidade de suprir a demanda de carga dentro dos padrões de qualidade exigidos. Neste domínio analisa-se o fluxo de potência e a capacidade instalada dos componentes (WANG, 2012). Já o domínio da segurança avalia a capacidade do sistema de suportar distúrbios como falha de equipamentos (LIRA, 2018).

2.3.1.2 Critérios da análise

É desafiador encontrar o equilíbrio entre confiabilidade e investimentos financeiros, já que quanto menor for a possibilidade de defeito no sistema, maiores serão os custos envolvidos.

O grau de aceitabilidade de defeitos no sistema é determinado quantitativamente por critérios determinísticos ou probabilísticos (LIRA, 2018).

Na abordagem determinística, faz-se o levantamento das contingências mais severas, e plausíveis, que o sistema pode ser submetido. Em seguida, traça-se o plano mais econômico capaz de solucionar a perda de carga em todos estes cenários. Embora seja um método direto, ele não considera a natureza estocástica do sistema, o que pode não levar a uma solução ótima do ponto de vista econômico e de confiabilidade (NUNES, 2017).

O critério probabilístico considera a natureza estocástica do sistema, e seus resultados ponderam as chances de ocorrência de uma contingência, e as consequências deste evento para o sistema analisado (LIRA, 2018).

2.3.1.3 Fases do estudo

O estudo de confiabilidade pode ser dividido em três fases: modelagem, diagnóstico e gerenciamento. A modelagem é a representação dos componentes do sistema elétrico por meio de funções matemáticas preditivas baseados no histórico do sistema. O diagnóstico trata-se da interpretação dos índices gerados após a análise de confiabilidade, determinando os valores que indicam condições favoráveis ou desfavoráveis do sistema. Por fim, o gerenciamento trata-se das medidas a serem executadas tomando como base o diagnóstico realizado (NUNES, 2017).

2.3.2 Abordagens para estudo de confiabilidade

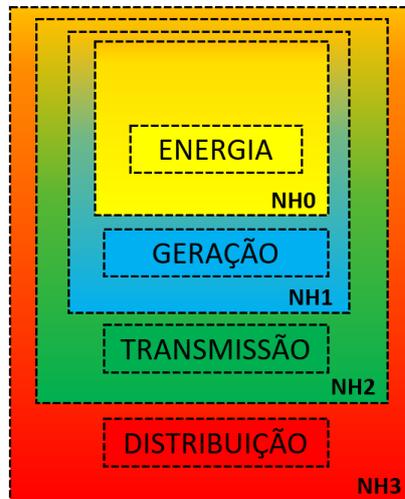
O estudo de confiabilidade pode ser feito seguindo inúmeras abordagens a depender do seu objetivo específico e de qual parte do sistema de potência pretende-se analisar. As abordagens apresentadas nesta seção exemplificam esta característica, pois referem-se a análises com objetivos distintos em diferentes partes do sistema de potência.

Para apresentar a abordagem da confiabilidade composta, utilizou-se os trabalhos de Nunes (2017) e Lira (2018), enquanto que para a confiabilidade nodal, apresenta-se o trabalho de Arentz (2001). Esses autores enfatizam na falha e manutenção de equipamentos. Já para a abordagem da confiabilidade das proteções, é apresentado o trabalho de Wang (2012) que avalia a má atuação dos dispositivos de proteção.

2.3.2.1 Confiabilidade composta

O sistema elétrico é convencionalmente dividido em quatro zonas funcionais (energia, geração, transmissão e distribuição). Essas zonas são combinadas a fim de compor níveis hierárquicos, denominados de NH0 a NH3, conforme a Figura 14. Esta classificação visa otimizar a operação e planejamento do sistema elétrico, possibilitando o estudo de confiabilidade por zonas ou por níveis hierárquicos (NUNES, 2017; CENTENARO; CATAPANI, 2017).

Figura 14 – Níveis hierárquicos do sistema elétrico



Fonte: o autor.

A confiabilidade composta trata-se do estudo de um nível hierárquico, e tem como principal objetivo analisar como os índices das diferentes zonas estão interligados, ou seja, os impactos que contingências em uma zona podem causar nas outras zonas do mesmo nível hierárquico.

Em Nunes (2017), a autora avaliou o nível hierárquico NH3 buscando compreender como a confiabilidade dos sistemas de transmissão impactam nos índices de confiabilidade do sistema de distribuição. Enquanto estudos no nível NH2 geram indicadores de maneira global, seja por áreas ou por barras, a autora busca no nível NH3 avaliar também indicadores voltados ao consumidor final.

O estudo de confiabilidade apresentado em Nunes (2017) é uma análise estática, por meio dos *softwares* do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), ANAREDE e NH2 (ONS, 2002). Para superar a análise no domínio da segurança, foi admitido que o sistema sempre alcança um ponto de estabilidade após a saída de um circuito. Esta limitação em torno da análise estática deve-se a complexidade do estudo combinado.

A análise de confiabilidade composta utiliza indicadores capazes de mensurar potência e energia não suprida pelo sistema estudado. Para Nunes (2017, p. 10), "O estado do sistema elétrico pode ser representado pelo vetor $x = (x_1, x_2, \dots, x_m)$, onde x_i é o estado do i -ésimo componente. Todas as possibilidades de estados x , que surgem das combinações dos componentes formam o espaço de estados X ."

Para analisar o desempenho de cada vetor de estado, utiliza-se funções-testes genericamente representadas por $F(x)$. Em seguida, obtém-se o índice de confiabilidade por meio do valor esperado $E(F)$, correspondente a cada função-teste, e da probabilidade $P(x)$ do estado analisado, conforme a Equação 2.20.

$$E(F) = \sum_{x \in X} F(x)P(x) \quad (2.20)$$

Os indicadores mais relevantes adotados na confiabilidade composta são descritos em Lira (2018) e Nunes (2017). Tais indicadores são:

- a) Probabilidade de Perda de Carga (LOLP): tempo médio, em percentual, em que houve perda de carga. A função-teste deste indicador segue a Equação 2.21;

$$F_{LOLP}(x) = \begin{cases} 0 & \text{se } x \in \text{Sucesso} \\ 1 & \text{se } x \in \text{Falha} \end{cases} \quad (2.21)$$

- b) Potência Esperada Não Suprida (EPNS): exprime a potência média não suprida em MW/ano. Na função-teste deste índice, C corresponde a carga perdida, em MW, no estado de contingência analisado;

$$F_{EPNS}(x) = \begin{cases} 0 & \text{se } x \in \text{Sucesso} \\ C & \text{se } x \in \text{Falha} \end{cases} \quad (2.22)$$

- c) Perda de Carga Esperada (LOLE): trata-se do tempo esperado, em horas, de interrupção de potência durante o ano;

$$LOLE = LOLP \cdot T \quad (2.23)$$

- d) EENS: exprime a energia média não suprida em MWh/ano;

$$EENS = EPNS \cdot T \quad (2.24)$$

- e) Índice de Severidade do Sistema (SEV): trata-se do tempo esperado, em minutos, de interrupção de potência durante o ano. Para calcular este índice, é necessário o valor do pico de carga, em MW, do sistema estudado.

$$SEV = 60 \cdot \frac{EENS}{\text{Pico de carga}} \quad (2.25)$$

Esta abordagem analisa ainda outros indicadores como Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor (FEC), que são bem consolidados no âmbito da confiabilidade. Uma importante característica da confiabilidade composta é considerar as subestações do sistema como nós robustos, sem considerar as topologias e falhas internas às subestações.

Esta abordagem usou o método da Simulação Monte Carlo Não Sequencial. Tal metodologia seleciona o vetor de estado x por meio de amostragens, conforme as funções de densidade de probabilidades dos estados dos componentes. O valor esperado $E(F)$ é calculado como a média dos valores obtidos a cada iteração da simulação. Ao fim de cada iteração, calcula-se β conforme a Equação 2.26, em que $V(E(F))$ corresponde a variância de $E(F)$.

$$\beta = \frac{\sqrt{V(E(F))}}{E(F)} \quad (2.26)$$

Como a variância mede a dispersão de um valor em relação ao valor esperado, quanto menor for o valor de β , mais preciso estará o resultado da iteração analisada. Desta forma, o esforço computacional desta metodologia não estará relacionado com o tamanho do espaço de estados X do sistema, e sim, com a precisão que se deseja alcançar (NUNES, 2017).

2.3.2.2 Confiabilidade nodal

Há ocasiões que se faz necessário representar com mais detalhes a topologia da subestação, ao invés de considerá-la um simples nó como feito na confiabilidade composta. O blecaute de 11 de março de 1999 é um forte exemplo disso, pois um defeito interno a subestação de Bauru deixou uma grande parte do Brasil sem fornecimento de energia por horas, o que causou vultosos prejuízos ao país e à sociedade (ARENTZ, 2001).

Inicialmente, esta abordagem modela os equipamentos susceptíveis a falha por meio de espaços de estados. A taxa de transição entre os estados deve ser calculada com base em um banco de dados histórico do sistema, fazendo o quociente entre o número de vezes que o

equipamento foi para o estado estudado, e por quanto tempo ele residiu neste estado. Quando os dados históricos do sistema não forem acessíveis, usa-se valores típicos encontrados na literatura.

A Tabela 2, apresentada em Arentz (2001), traz uma síntese das taxas típicas encontrados na literatura para transição entre os estados, e o tempo de residência em cada estado. Na categoria "terminais", o autor agrega componentes que podem ser modelados estocasticamente de modo semelhante. Tais componentes são: transformadores, conexões para circuitos, máquinas geradoras ou compensadoras, elementos *shunt* e cargas.

Tabela 2 – Intervalos típicos de taxas de falha e tempos médios de residência

	$\lambda(o/ano)$	$r_r(h)$	$\lambda_m(o/ano)$	$r_m(h)$	$r_d(h)$	$\lambda_e(o/ano)$	$r_e(h)$	$\lambda_p(o/ano)$
	0.005	3.0	0.20	8.0	0.1			
Barramentos	a	a	a	a	a	-	-	-
	0.10	144.0	2.00	24.0	1.0			
Chaves	0.002	2.0	0.20	3.0				0.00
Seccionadoras	a	a	a	a	≈ 1.0	≈ 0.005	≈ 1.0	a
	0.02	168.0	0.30	24.0				0.02
	0.005	12.0	0.20	8.0	1.0	0.005		0.0005
Disjuntores	a	a	a	a	a	a	≈ 1.0	a
	0.10	720.0	3.00	108.0	2.0	0.50		0.1000
	0.01	4.0	0.5	4.0	0.1			
Terminais	a	a	a	a	a	-	-	-
	0.70	168.0	1.0	72.0	1.0			

Fonte: (ARENTZ, 2001).

Nota: as taxas estão representadas em ocorrências por ano (o/ano), enquanto os tempos de residência estão mensurados em horas.

Em Barbosa *et al.* (2018), o autor também apresenta uma tabela com taxas de falhas e tempos médios de reparo para equipamentos específicos, conforme a Tabela 3.

Tabela 3 – Dados de entrada para modelo de Markov

Evento básico	Falhas por ano	Tempo médio de reparo (horas)
Linha	0,0051	48
Transformador	0,0120	72
Disjuntor	0,0120	70
Barramento	0,0070	24

Fonte: (BARBOSA *et al.*, 2018).

Após a modelagem dos equipamentos e determinação das taxas de transição, Arentz (2001) descreve o método da Matriz de Transição de Probabilidades, por meio da qual encontra a probabilidade do equipamento estar em cada estado modelado. Seguindo a metodologia da Enumeração de Estados, lista-se todos os casos possíveis de contingências até terceira ordem, e calculado a probabilidade de cada caso.

Em Arentz (2001) é descrito o método da Matriz de Contingência, pelo qual o

autor obtém o modelo equivalente da subestação em espaço de estados. A metodologia desta abordagem é, essencialmente, a Enumeração de Estados, mas a fim de propor uma ferramenta computacional para esta abordagem, o autor propõe métodos computacionais complementares, como o método da Matriz de Transição de Probabilidades e da Matriz de Contingência.

Em Arentz (2001), o autor desenvolve um protótipo computacional, chamado *ConfNod*, a fim de calcular índices de confiabilidade nodal. Este protótipo foi desenvolvido em Visual Fortran Professional Edition 6.1 A (Fortran). Dentre os diversos índices de confiabilidade calculados pela ferramenta *ConfNod*, os mais relevantes para o objetivo deste trabalho são:

- a) ECntN: exprime o valor médio esperado de horas anuais nas quais todos os terminais da subestação estão disponíveis;

$$ECntN = 8760 \cdot P_0 \quad (2.27)$$

- b) Expectância de Conectividade Nodal (ECTvN): exprime o valor médio anual do número de terminais conectados;

$$ECTvN = P_0 \cdot \zeta \quad (2.28)$$

- c) Probabilidade de Continuidade de Operação (PCO): é a probabilidade de que nenhum terminal da subestação esteja isolado;

$$P_{op} = P_0 \cdot 100 \quad (2.29)$$

- d) Probabilidade de Perda Total (PPT): é a probabilidade de isolamento de todos os terminais de uma subestação;

$$P_{tot} = P_T \cdot 100 \quad (2.30)$$

- e) Indisponibilidade de Serviço Nodal (INS): avalia o colapso total da subestação. A constante de comparação pode ser expressa como o inverso da maior arborescência entre as subestações analisadas.

$$INS = k \cdot P_T \cdot \zeta \quad (2.31)$$

Ao analisar a confiabilidade nodal, conclui-se que esta abordagem é no domínio da segurança, adotando critérios probabilísticos por meio de Enumeração de Estados. A fase de modelagem exige alto esforço computacional por meio de cálculos matriciais complexos.

2.3.2.3 Confiabilidade das proteções

A maioria dos estudos de confiabilidade têm como premissa o perfeito funcionamento dos sistemas de proteção da subestação, o que facilita muito as análises. Porém, é sabido que há considerável probabilidade de ocorrer falhas na atuação do sistema de proteção, o que agrega erro às análises simplificadas. Como as falhas de atuação das proteções podem gerar falhas em cascata com outros componentes da subestação, é necessário uma abordagem de confiabilidade capaz de avaliar este risco (WANG, 2012).

O trabalho de Wang (2012) se concentra primeiro em analisar, por meio do método Análise por Árvore de Eventos (AAE), se a topologia da subestação tem um efeito significativo na confiabilidade. Em seguida, o autor aplica a metodologia à subestação Maasvlakte localizada na Holanda, e combina os resultados com o cenário de fluxo de carga previsto para 2020 a fim de mensurar a perda média de energia por ano, e determinar se é necessário e financeiramente viável mudar a estrutura da subestação estudada. O trabalho utilizou os seguintes conceitos:

- a) Tempo Médio para Falha (MTTF): tempo médio de operação, em anos, até um componente falhar;
- b) Tempo Médio para Reparo (MTTR): tempo médio, em horas, necessário para identificar e reparar um componente em falha;
- c) frequência de falha: este indicador é obtido por meio de dados históricos do sistema analisado;

$$f = \frac{1}{MTTF + MTTR} \quad (2.32)$$

- d) probabilidade de falha: probabilidade de um componente apresentar falha durante um tempo arbitrário;
- e) disponibilidade: probabilidade do equipamento estar em condições normais de operação.

A diferença entre o conceito de confiabilidade e disponibilidade é a consideração do estado de manutenção preventiva dos componentes. Quando em manutenção preventiva, o componente é confiável por não apresentar falhas, mas é considerado indisponível por não está em operação.

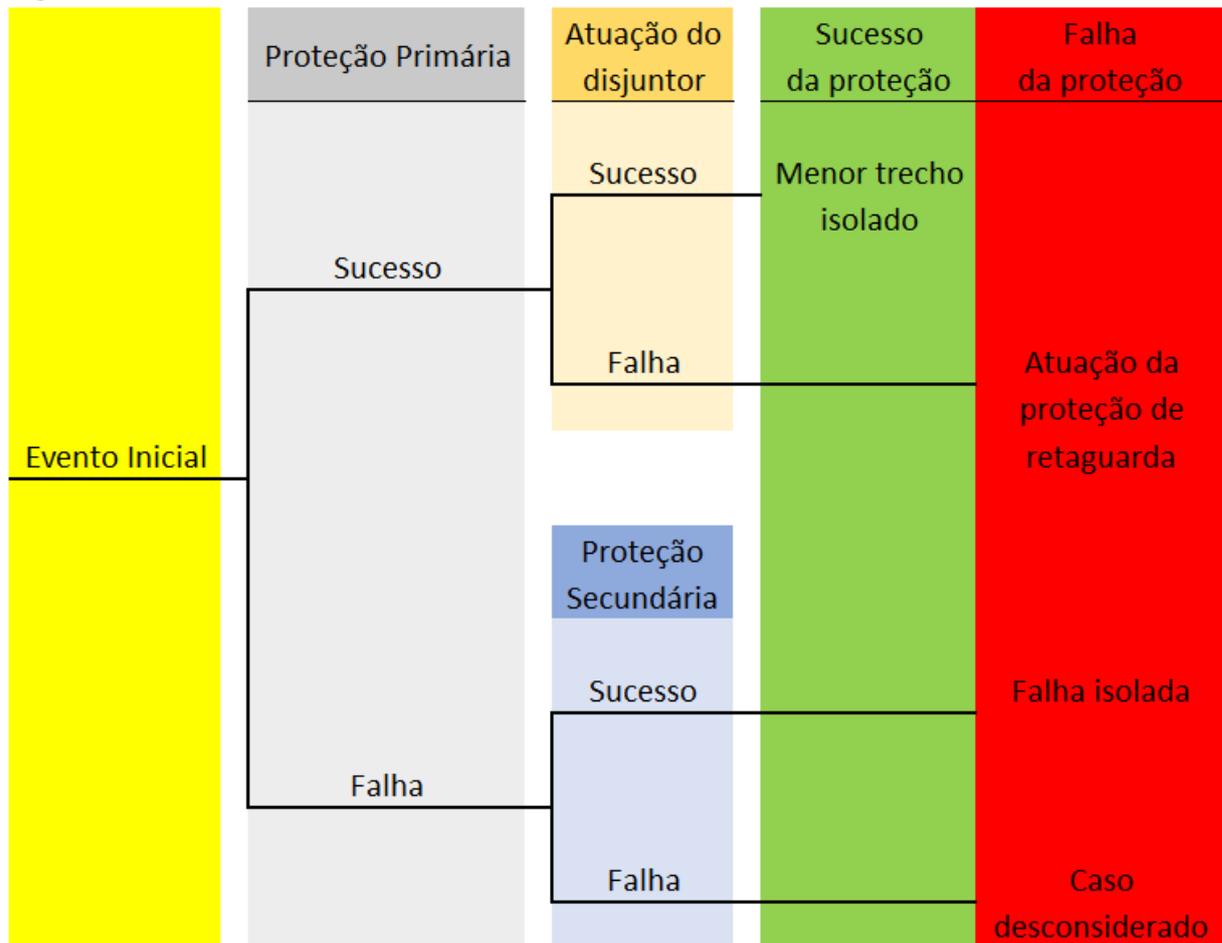
Em Wang (2012), o autor dividiu a planta analisada em zonas de proteção, conforme exemplificado na Figura 15. A proteção principal é responsável pela eliminação de uma falta na sua zona de proteção, enquanto a proteção de retaguarda atua sempre que houver falha da

e como proteção secundária a função distância. A coordenação dessas proteções é feita de forma cronológica. Assumiu-se propenso a falha apenas a proteção principal, sendo a proteção secundária e de retaguarda consideradas perfeitas.

Como falha de diferentes componentes dentro da mesma zona de proteção acarreta o comando de abertura para os mesmo disjuntores, esses equipamentos da mesma zona foram agrupados. Para realizar esse agrupamento, foi utilizado árvore de falha.

A Figura 17 sintetiza o método da AAE adotada em Wang (2012). O bloco amarelo representa a falha em um dos componentes da zona de proteção que aciona a proteção primária, que pode ou não atuar conforme o bloco cinza. Caso a proteção atue, o disjuntor comandado pela proteção pode ou não atuar conforme o bloco laranja. Se o disjuntor não atuar, atuará os disjuntores da zona de retaguarda e será considerado status de falha da proteção. Se a proteção primária falhar, mesmo com a atuação da proteção secundária, a atuação das proteções receberá o status de falha.

Figura 17 – Método da árvores de eventos



Fonte: o autor.

O cálculo da AAE consiste em multiplicar a indisponibilidade associada ao evento inicial com a disponibilidade, ou indisponibilidade, de cada ramo da árvore, obtendo a probabilidade do estado. Por fim, deve-se somar as probabilidades dos estados de mesmo status.

Em Wang (2012), é apresentado tanto a indisponibilidade do sistema de proteção, que em seu estudo teve coordenação cronométrica, quanto a probabilidade de má atuação do disjuntor após recebimento do sinal de *trip*. Os dados constam na Tabela 4.

Tabela 4 – Falha em dispositivos de proteção

Componente	Probabilidade (%)
Falha na proteção (descoordenação)	0,1
Falha na atuação do disjuntor	0,15

Fonte: o autor.

Conclui-se que a abordagem de Wang (2012) é uma análise dinâmica, com uso de critérios probabilísticos por meio do método da AAE. As fases de modelagem e diagnóstico são de fácil implementação, apresentando-se como uma boa opção para análise de confiabilidade de uma subestação.

2.3.3 Confiabilidade do sistema de proteção padrão IEC 61.850

A evolução das tecnologias de comunicação e da eletrônica de potência possibilitaram o desenvolvimento de dispositivos de medição, controle, proteção e monitoramento digital, com uso de microprocessadores, denominados Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED) (SAMPAIO, 2017).

Para a comunicação entre IED e o Sistema de Automação de Subestação (SAS), usa-se protocolos de comunicação. A existência de uma variedade de protocolos de comunicação (DNP, PROFIBUS, FIELDBUS, MODBUS e LON, etc) não interoperáveis é um fator que agrega custo a modernização e manutenção da automação de sistema elétricos (LOPES *et al.*, 2012).

Com o advento da norma IEC 61.850 foi solucionado o problema da interoperabilidade entre IED, e entre IED e sistemas de diferentes fabricantes (ALMEIDA, 2011). Além da interoperabilidade, a adoção da IEC 61.850 proporciona os seguintes benefícios na automação de subestações:

- a) comunicação via rede Ethernet de alta velocidade;
- b) significativa redução da quantidade de cabos utilizados;
- c) comissionamento mais rápido e com menor probabilidade de falhas;

- d) alta disponibilidade e confiabilidade do sistema, pois o projeto é mais simples e a arquitetura é mais eficiente;
- e) garantia de fácil expansibilidade;
- f) baixa probabilidade de obsolescência no futuro próximo, sendo uma garantia a mais de retorno do investimento realizado.
- g) comunicação horizontal entre relés por meio de mensagem Evento de Subestação Orientada a Objeto Genérico (GOOSE).

Um SAS deve monitorar, controlar e proteger tanto os equipamentos da subestação, quanto os elementos que compõem o sistema de gerenciamento de comunicação e software. Segundo a IEC 61.850, essas funções do SAS são alocadas em três níveis hierárquicos: processo, *bay* e estação. A troca de dados ocorre entre os dispositivos do mesmo nível funcional, e entre os diferentes níveis hierárquicos (SAMPAIO, 2017).

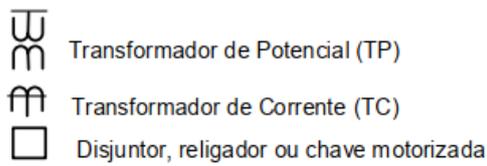
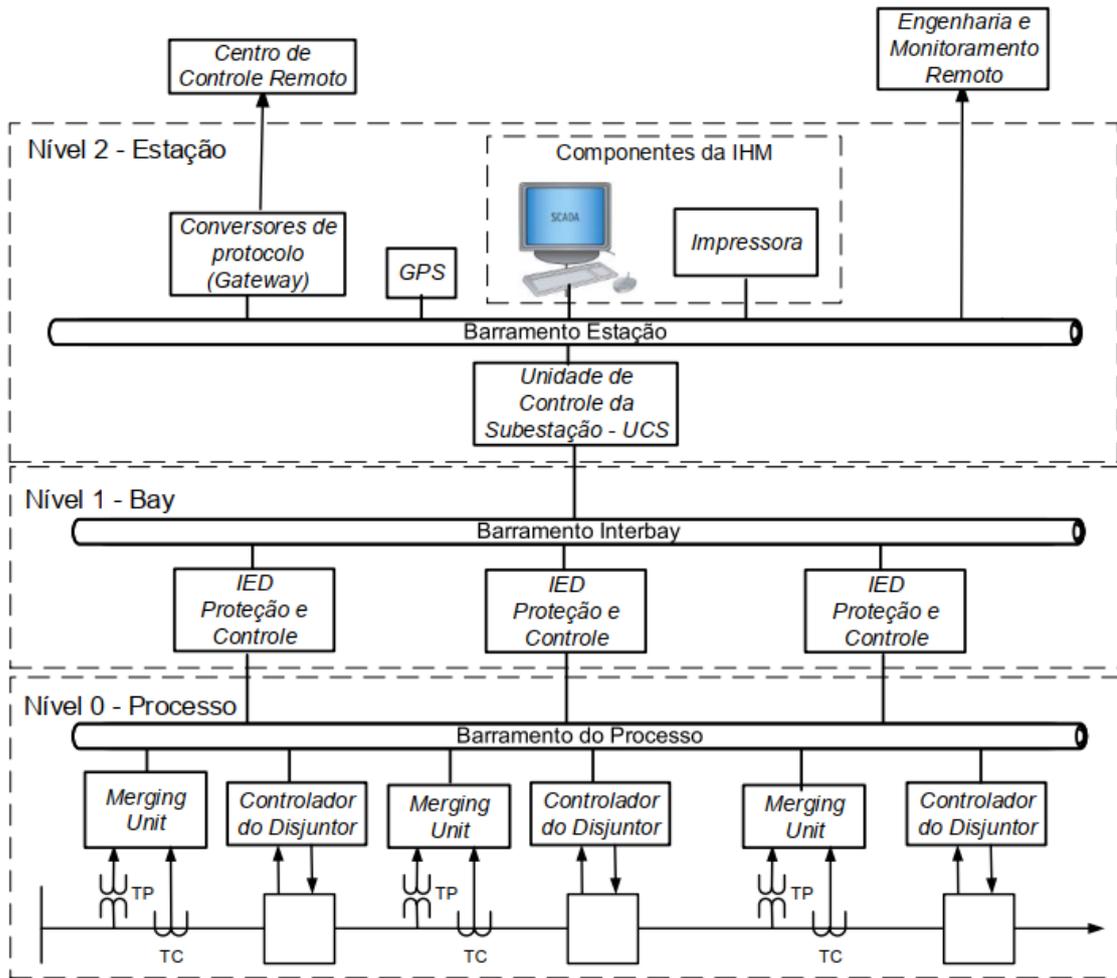
No nível de processo estão as funções de interação direta com os equipamentos que compõem o sistema elétrico (equipamento primário), como disjuntores e chaves. Neste nível, a IEC 61.850 prevê o uso de dois IED: um controlador associado ao equipamento primário, para executar comandos de abertura e fechamento enviados por outros níveis de automação, e um *merging unit*, que é um dispositivo com transformador eletrônico de corrente e de tensão, e com portas de comunicação (SAMPAIO, 2017).

No nível *bay*, estão as unidades de proteção e controle de cada *bay* da subestação. Já no nível estação, está a Unidade de Controle da Subestação (UCS) com a base de dados e a interface para comunicação remota (SAMPAIO, 2017). A Figura 18 ilustra a hierarquia do SAS proposta pela IEC 61.850.

Para Franco *et al.* (2013), a dependência entre esquemas de proteção e as informações que trafegam em redes de comunicação, torna crucial que a arquitetura de comunicação utilizada na subestação, principalmente entre os IED, seja analisada sob o aspecto da confiabilidade e da disponibilidade da rede.

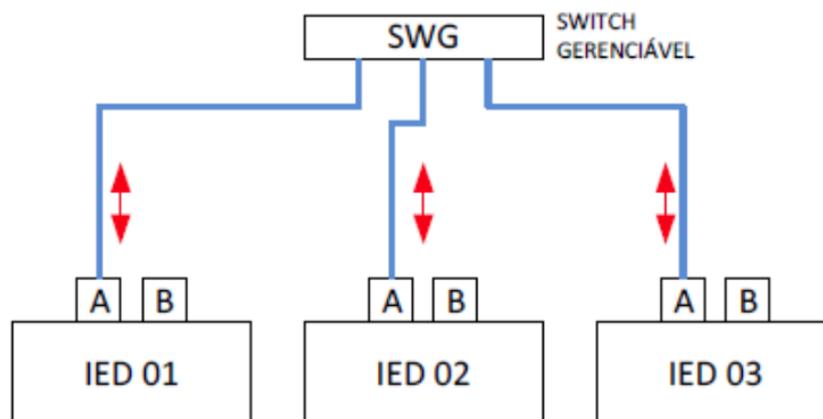
Nesse sentido, as principais arquiteturas de rede Ethernet são: estrela simples, anel e estrela dupla. A Figura 19 ilustra a arquitetura em estrela simples. Esta configuração é caracterizada pela única rota de comunicação entre os elementos da rede. A falha em um *switch* ou conexão desta topologia pode acarretar perda completa da rede. Para esse exemplo, os IED possuem duas portas de comunicação Ethernet, porta *A* e *B*.

Figura 18 – Estrutura hierárquica do SAS baseada na norma IEC 61.850



Fonte: (SAMPAIO, 2017).

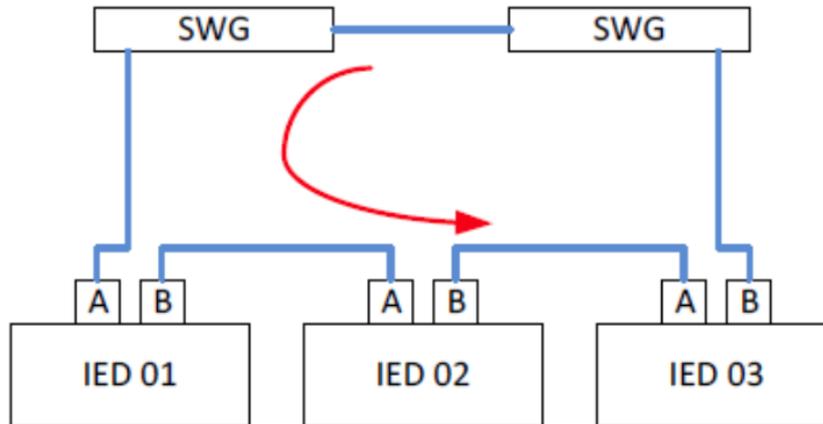
Figura 19 – Arquitetura em estrela simples



Fonte: (FRANCO *et al.*, 2013).

A Figura 20 mostra a arquitetura em Anel. Esta configuração é caracterizada pelo fluxo de informações em único sentido. Caso haja alguma falha que comprometa a integridade da topologia, os switches passam a usar duas rotas, em sentidos opostos, de comunicação.

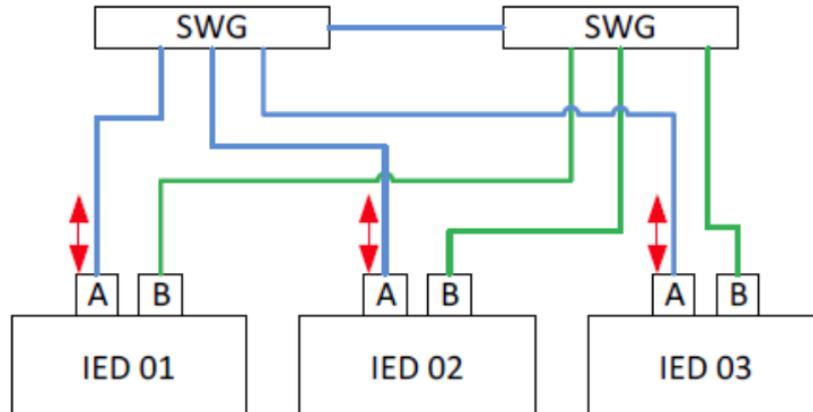
Figura 20 – Arquitetura em anel



Fonte: (FRANCO *et al.*, 2013).

Na Figura 21 consta a arquitetura em estrela dupla. Esta configuração usa a porta *A* como rota principal de comunicação, enquanto a porta *B* fica em espera. Caso haja falha na rota da porta *A*, a rota da porta *B* é acionada.

Figura 21 – Arquitetura em estrela dupla



Fonte: (FRANCO *et al.*, 2013).

Para Franco *et al.* (2013), a principal causa de falha em SAS tradicionais está na dificuldade de monitorar a integridade do cabo que faz a interconexão entre os IED. Quando o SAS utiliza a norma IEC 61.850, a verificação de integridade dos cabos é feita em tempo real (*Message Quality*) por meio das mensagens GOOSE. O resultado de tal verificação pode ser usado pelo IED para, se necessário, comandar algum chaveamento ou bloqueio no sistema, reduzindo as chances de atuações indevidas.

Com o objetivo de avaliar a confiabilidade de SAS baseados no padrão IEC 61850, Spironello *et al.* (2015) analisou as topologias de rede Ethernet (estrela simples, estrela dupla e anel) a fim de gerar indicadores de confiabilidade para cada topologia de rede. A Tabela 5 sintetiza os resultados mais relevantes encontrados em Spironello *et al.* (2015).

Tabela 5 – Confiabilidade de arquiteturas de comunicação

Topologia	Disponibilidade (%)	MTTF (anos)
Estrela simples	99,8447	1,76
Anel	99,9343	3,25
Estrela dupla	99,9838	5,49

Fonte: (SPIRONELLO *et al.*, 2015).

2.3.4 Seletividade lógica

A seletividade é a capacidade do sistema de proteção desconectar a parte danificada da rede elétrica, quando ocorrer uma falta, sem afetar a continuidade de serviço às partes sãs do sistema elétrico (GRID, 2011). Existem três tipos de seletividade: amperimétrica, cronométrica e lógica.

A seletividade amperimétrica é feita ajustando diferentes correntes de atuação entre duas proteções consecutivas em função dos níveis das correntes de curto-circuito. Já na seletividade cronométrica, usa-se uma temporização intencional na atuação das proteções de forma que a proteção mais próxima ao ponto de defeito atue mais rápido que as proteções a montante (KINDERMANN, 2006).

Em Filho (2017), o autor afirma que a seletividade lógica é uma técnica que coordena a função de sobrecorrente instantânea de relés instalados em cascata por meio de uma rede de comunicação entre os IED. Esse esquema de comunicação confere ao sistema de proteção uma atuação rápida e seletiva.

Em Filho (2017), o autor destaca que para o uso da seletividade lógica, cada proteção deve ser capaz de, ao mesmo tempo, comunicar-se com as proteções a sua jusante e a montante por meio de um sinal digital, e acionar o dispositivo de abertura do circuito.

A comunicação entre os relés pode ser feita com mensagens GOOSE via protocolo IEC 61.850. Dessa forma, quando o relé receber uma informação de que o relé a jusante está sensibilizado por uma falta, ele deverá retardar somente a atuação de suas funções instantâneas. As funções temporizadas dos relés devem atuar como retaguarda da proteção do relé a jusante, caso haja falha no sistema de comunicação (SEL, 2011).

3 METODOLOGIA

3.1 Introdução

Este capítulo apresenta inicialmente os equipamentos da subestação susceptíveis a falha, e sua modelagem por meio do método de Markov. Em seguida, mostra-se a técnica adotada para construção e análise de diagramas, em árvore de falha, referentes à alternativas de projeto de subestação. Além disso, demonstra-se um procedimento de análise conjunta de indicadores de confiabilidade.

3.2 Modelagem probabilística

Antes de iniciar um estudo de confiabilidade, é crucial selecionar os equipamentos e definir um modelo matemático para representá-los. Assim como os equipamentos do sistema elétrico são modelados por suas impedâncias, potências e tensões nominais para estudos de fluxo de potência, tais equipamentos devem ser representados por modelos estocásticos quando se deseja realizar um estudo de confiabilidade.

3.2.1 Componentes da subestação

Define-se subestação como parte de um sistema de potência que compreende as extremidades de uma linha de transmissão, ou de distribuição, com os respectivos dispositivos de manobra, controle e proteção, a qual pode incluir em seu domínio físico transformadores, conversores e outros equipamentos, com abrangência de obras civis e estruturas de montagem (ONS, 2020).

Qualquer equipamento ou sistema integrante de uma subestação está sujeito a um processo de deterioração que progressivamente o impede de desempenhar a sua função. Dentre os equipamentos, componentes e sistemas integrantes de uma subestação, escolheu-se modelar para o estudo de confiabilidade: barramentos, chaves seccionadoras, disjuntores, transformadores de potência, alimentadores e sistema de proteção.

O barramento é o componente da subestação para onde converge o fluxo de corrente das fontes de alimentação para que haja a distribuição desse fluxo para os diversos circuitos de carga a eles conectados (FILHO, 2013). No âmbito do estudo de confiabilidade apresentado no Capítulo 4, define-se por alimentador os condutores elétricos que conectam barramentos (com

mesma tensão) de subestações distintas.

A conexão entre barramentos e alimentadores é feita por meio de terminações termocontráteis, terminações a frio ou muflas. As conexões são, em geral, executadas com solda de estanho-chumbo, e suas características mecânicas são alteradas quando submetidas a temperaturas elevadas (FILHO, 2013). Para a modelagem matemática, considera-se o alimentador e suas conexões como único elemento.

Em Filho (2013), o autor afirma que a chave seccionadora é um equipamento que desempenha importantes funções dentro de uma instalação, quais sejam:

- a) manobrar circuitos, permitindo a transferência de carga entre barramentos de uma subestação;
- b) isolar um equipamento da subestação, como transformador ou disjuntor, para execução de serviços de manutenção ou outra utilidade;
- c) propiciar o *by-pass* de equipamentos da subestação.

O disjuntor é um equipamento de segurança capaz de interromper correntes de sobrecarga e de curto-circuito. Internamente ao disjuntor, é gerado um arco elétrico quando esse dispositivo atua. O princípio básico para a extinção desse arco elétrico é a redução da sua temperatura e substituição do meio ionizado (entre seus contatos) por um meio isolante, como o ar, o óleo ou o gás. O meio extintor de arco elétrico determina as características construtivas dos disjuntores (FILHO, 2013).

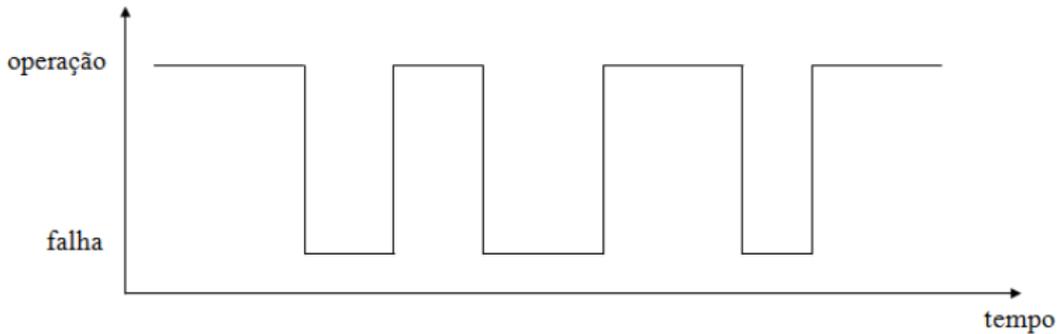
O transformador de potência é um equipamento de operação estática que por meio de indução eletromagnética transfere energia de um circuito para outro, sendo alterado os valores de tensão e corrente, e mantido a frequência de operação (FILHO, 2013).

Define-se o sistema de proteção como o conjunto de equipamentos, como relés de proteção, relés auxiliares, equipamentos de teleproteção e outros, destinados a realizar a proteção dos componentes do sistema elétrico em caso de condições anormais de operação (ONS, 2020).

3.2.2 Modelo de Markov para equipamentos

Assim como em Wang (2012), o estado de manutenção dos equipamentos não é modelado neste trabalho, já que o estado de manutenção e de falha têm o mesmo impacto (indisponibilidade) sobre o sistema. Dessa forma, considera-se como estado de falha toda ação que torna um componente indisponível. A Figura 24 apresenta o comportamento de um equipamento ao longo do tempo quando considerado dois estados possíveis: operação e falha.

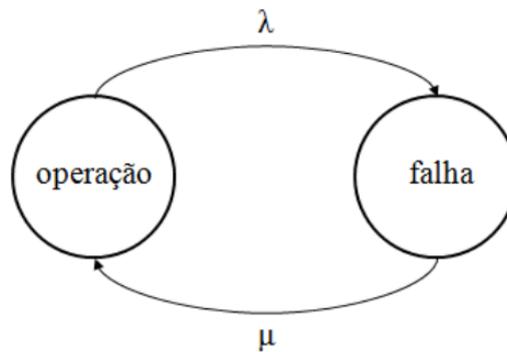
Figura 24 – Comportamento de um equipamento modelado a dois estados



Fonte: (LIRA, 2018).

Para aplicação do modelo de Markov, assume-se que os tempos de residência em cada estado segue uma função exponencial de densidade de probabilidade. Assim, as taxas de transição entre os estados tornam-se constantes ao longo do tempo. A Figura 25 apresenta o modelo de Markov a dois estado de um equipamento genérico. Os valores das taxas λ e μ variam de acordo com o equipamento que se deseja modelar.

Figura 25 – Modelo de Markov a dois estados



Fonte: (LIRA, 2018).

As taxas de falha e reparo devem ser calculadas através do quociente entre o número de vezes que um equipamento foi para o estado analisado, e por quanto tempo ele residiu neste estado. A Equação 3.1 e Equação 3.2 devem ser usadas quando se tem acesso ao histórico de falhas dos equipamentos. Tanto λ quanto μ são dados em ocorrências por ano.

$$\lambda = \frac{\text{Número de transições do estado de operação para o estado de falha}}{\text{Tempo no estado de operação}} \quad (3.1)$$

$$\mu = \frac{\text{Número de transições do estado de falha para o estado de operação}}{\text{Tempo no estado de falha}} \quad (3.2)$$

Para a análise de confiabilidade, os conceitos de MTTF e MTTR são cruciais, e foram definidos na Seção 2.3.2.3. Vale salientar que o MTTR é o único parâmetro temporal deste trabalho medido em horas. Portanto, considera-se que um ano possui 8760 horas para realizar as devidas conversões, conforme a Equação 3.4 e Equação 3.5.

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} \quad (3.3)$$

$$MTTR = \frac{8760}{\mu} \quad (3.4)$$

Dessa forma, a probabilidade de cada estado do modelo de Markov pode ser encontrada conforme a Equação 3.5 e Equação 3.6, onde a disponibilidade A é a probabilidade de encontrar o equipamento em funcionamento normal, enquanto a indisponibilidade U é a probabilidade do equipamento estar em falha.

$$A = \frac{MTTF}{MTTF + \frac{MTTR}{8760}} \quad (3.5)$$

$$U = 1 - A \quad (3.6)$$

A Tabela 6 sintetiza os valores adotados neste trabalho para modelagem dos equipamentos por meio do modelo de Markov a dois estados. Uma vez que não se tem o banco de dados com histórico de falha desses equipamentos, os valores escolhidos seguem os critérios apresentados no Capítulo 2 deste trabalho.

Tabela 6 – Valores adotados para modelagem de equipamentos

Componente	λ (o/ano)	MTTR (horas)	MTTF (anos)	Disponibilidade (%)	Indisponibilidade (%)
Barramento	0,007	24	142,9	99,9981	0,00192
Chave seccionadora	0,003	4	333,3	99,9999	0,00014
Disjuntor	0,012	70	83,3	99,9904	0,00959
Transformador	0,012	72	83,3	99,9901	0,00986
Alimentador	0,05	4	20,0	99,9977	0,00228

Fonte: o autor.

De acordo com a Tabela 6, nota-se que a maior probabilidade de um equipamento da subestação está no estado falha é de $9,86 \cdot 10^{-5}$. Assume-se que esse valor corresponde a probabilidade de falha tanto de um equipamento A quanto de um equipamento B , sendo Q_A e Q_B a probabilidade de falha dos equipamentos A e B respectivamente.

Nota-se que o produto das probabilidades de falha ($Q_A \cdot Q_B$) é igual a $9,72 \cdot 10^{-9}$, enquanto a soma dessas probabilidade ($Q_A + Q_B$) é igual a $1,97 \cdot 10^{-4}$. Logo, para uma associação série dos equipamentos A e B , o produto das probabilidades de falha pouco contribui para o resultado da Equação 2.16 (probabilidade de falha do sistema em série). Isso ocorre quando a probabilidade de falha dos equipamentos é pequena.

Dessa forma, considera-se a Equação 3.7 como a probabilidade de falha de um sistema com dois componentes em série.

$$P_{\text{falha série}} = Q_A + Q_B \quad (3.7)$$

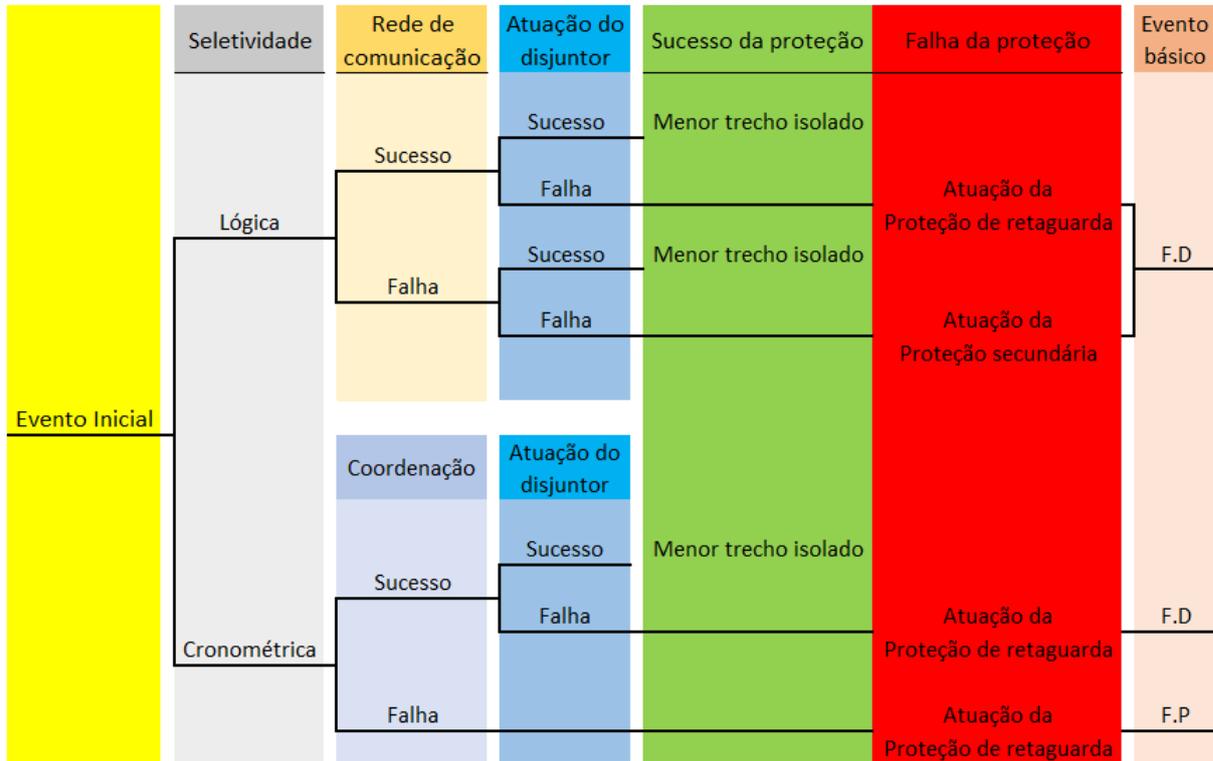
3.2.3 Modelagem de falha das proteções

O estudo de caso do Capítulo 4 analisa cenários de proteção com uso de seletividade tanto cronométrica quanto lógica. A análise das falhas no sistema de proteção depende da técnica de seletividade adotada. A Figura 26 ilustra as possibilidades de falha no sistema de proteção, e o evento básico adotado para representar essas falhas no diagrama de árvore de falha.

Para os cenários de proteção com uso de seletividade lógica, adota-se a função de sobrecorrente instantânea como função de proteção principal, e a função de sobrecorrente temporizada como proteção secundária. Dessa forma, caso o disjuntor da proteção principal não atue, o disjuntor da proteção de retaguarda atua pela função de sobrecorrente instantânea (proteção de retaguarda). Caso a haja falha na rede de comunicação, a atuação do disjuntor de retaguarda acontece pela função de sobrecorrente temporizada (proteção secundária).

Quando é utilizado seletividade cronométrica, não há proteção secundária. Assim, o disjuntor de retaguarda atua em duas condições: quando o disjuntor responsável pela zona de proteção principal não atua, ou quando há descoordenação. Na Figura 26, representa-se por $F.D$ e $F.P$, respectivamente, as falhas por não atuação do disjuntor e falhas por descoordenação. A Tabela 4 mostra a probabilidade adotada para essas falhas.

Figura 26 – Procedimento para análise de falha nas proteções



Fonte: o autor.

3.3 Método de Análise por Árvore de Falhas com uso de portas lógicas

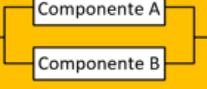
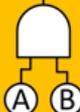
O método de Análise por Árvore de Falha (AAF) é um processo lógico e dedutivo, e por isso pode-se usar os conceitos da Álgebra Booleana para construção de diagramas lógicos capazes de representar o sistema estudado (IME, 2008).

Para tanto, a Figura 27 mostra um comparativo entre a modelagem de sistemas série-paralelo e a representação lógica usada na Álgebra Booleana. O sinal lógico 1 indica estado de falha, enquanto o dígito 0 aponta estado de operação.

A Figura 28 mostra um fluxograma geral para a análise de alternativas de projeto de subestação industrial por meio do método de AAF. Cada topologia de subestação analisada no Capítulo 4 tem uma filosofia de proteção baseada nos recursos operacionais que cada arranjo dispõe.

Pelo fluxograma da Figura 28, após selecionar a topologia para análise, deve-se avaliar o comportamento da subestação para a condição de falha em seus componentes. O evento topo é a condição mais severa que se deseja quantificar. Para isso, é necessário estruturar o diagrama em árvore de falha (de cima para baixo) a fim de explicitar os eventos básicos de falha (análise qualitativa). Os eventos básicos são falhas iniciais e independentes de outros eventos.

Figura 27 – Comparativo entre representação série-paralelo e representação lógica

Representação série-paralelo		Representação Lógica			
Circuito	Probabilidade de falha	Operador lógico	Processamento		Resultado
			A	B	
	$Q_A + Q_B$	Porta OR 	0	0	0
			0	1	1
			1	0	1
			1	1	1
	$Q_A \cdot Q_B$	Porta AND 	0	0	0
			0	1	0
			1	0	0
			1	1	1

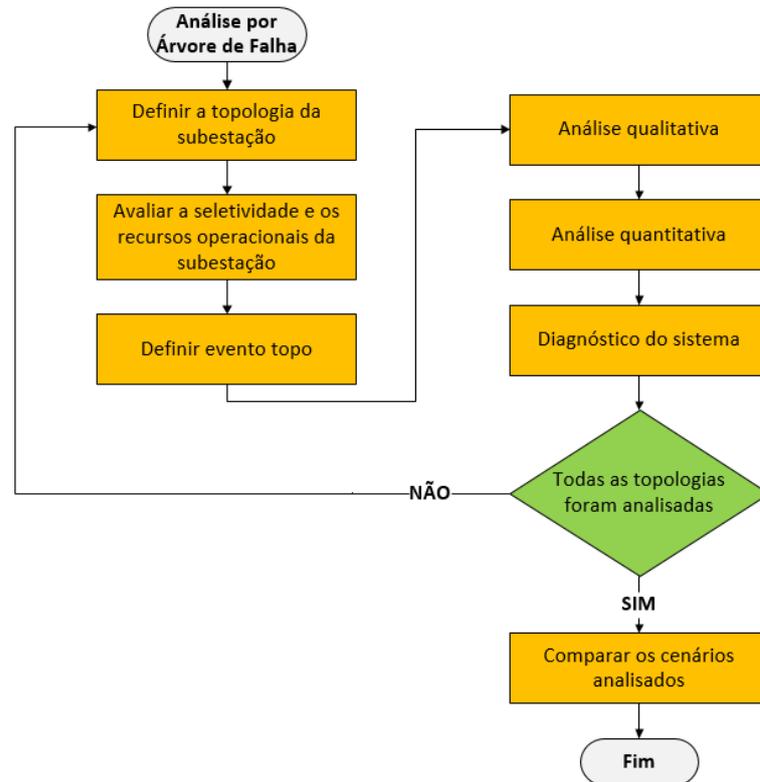
Fonte: o autor.

Já os eventos intermediários representam o estado do sistema após a ocorrência de um ou mais eventos básicos. Para a análise quantitativa, deve-se calcular a probabilidade dos eventos intermediários por meio das relações lógicas entre as probabilidades dos eventos básicos. Como ferramenta para análise quantitativa e qualitativa, usou-se o software *TopEvent FTA*. A Figura 29 apresenta o fluxograma para análise qualitativa, onde denomina-se de "fator" os eventos intermediários que associados por uma porta lógica resultam no evento de topo.

A metodologia de AAF gera um diagrama lógico que mostra todos os componentes capazes de causar alguma falha no sistema. Por meio desse diagrama, também é possível identificar os elementos que, uma vez em falha, necessariamente levam todo o sistema para o estado de falha. A Figura 30 ilustra os quatro elementos gráficos usados no diagrama de árvore de falha.

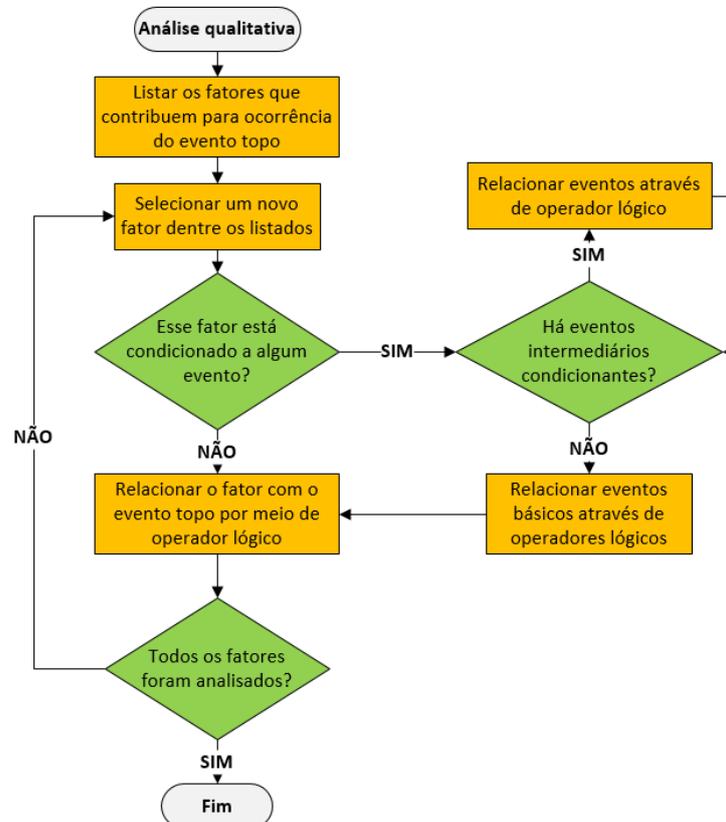
A análise quantitativa segue o mesmo procedimento independente da complexidade do sistema. Deve-se começar pela parte inferior do diagrama, a fim de calcular a probabilidade dos eventos intermediários a cada porta lógica. Os resultados vão sendo associados por meio de novas portas lógicas até chegar ao evento de topo, sempre seguindo a equação referente a respectiva porta lógica. Usou-se o *MS Excel* para complementar a análise quantitativa. Por essa ferramenta, analisou-se a perda de carga para cada falha, tanto em equipamentos, quando no sistema de proteção.

Figura 28 – Fluxograma geral para análise por árvore de falhas



Fonte: o autor.

Figura 29 – Fluxograma para análise qualitativa



Fonte: o autor.

Figura 30 – Elementos do diagrama em árvore de falhas



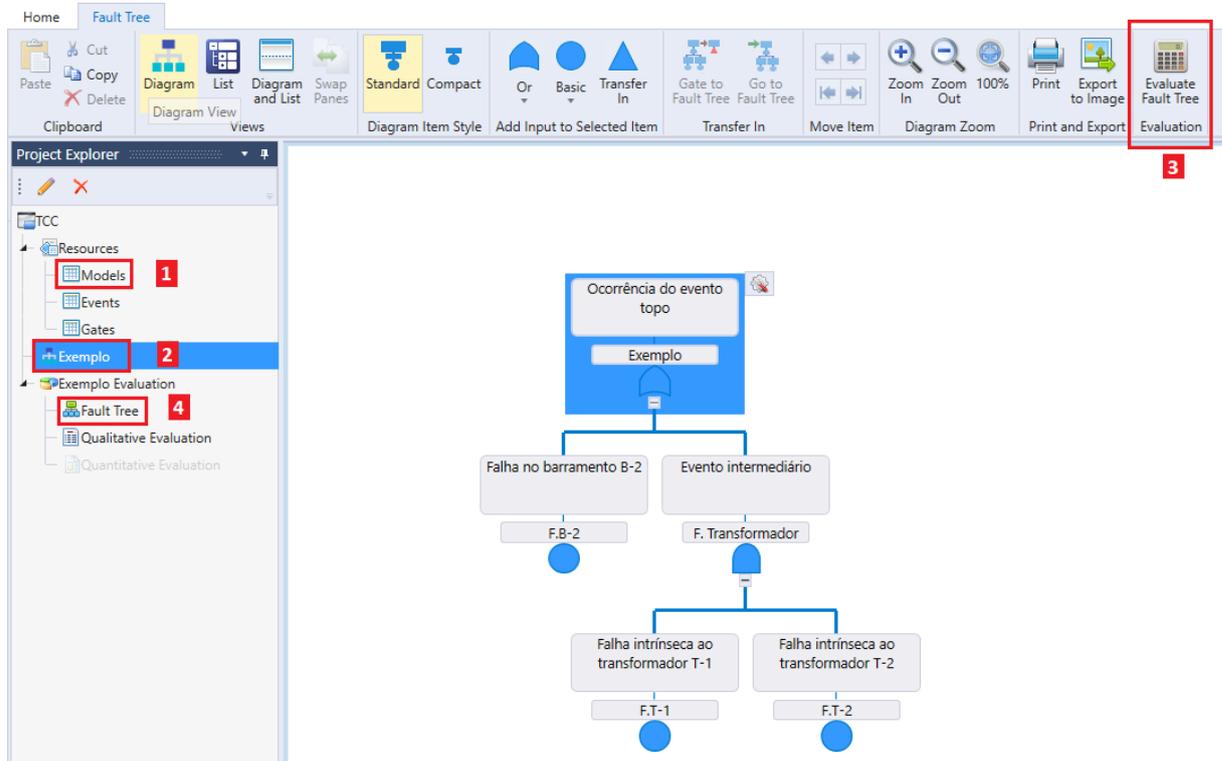
Fonte: o autor.

3.4 Software TopEvent FTA

O *TopEvent FTA* é um *software* usado para análise qualitativa e quantitativa de árvores de falha. A Figura 31 ilustra os principais ambientes desse *software*. Antes de construir o diagrama, deve-se acessar a aba *Models* para inserir o modelo dos equipamentos susceptíveis a falha.

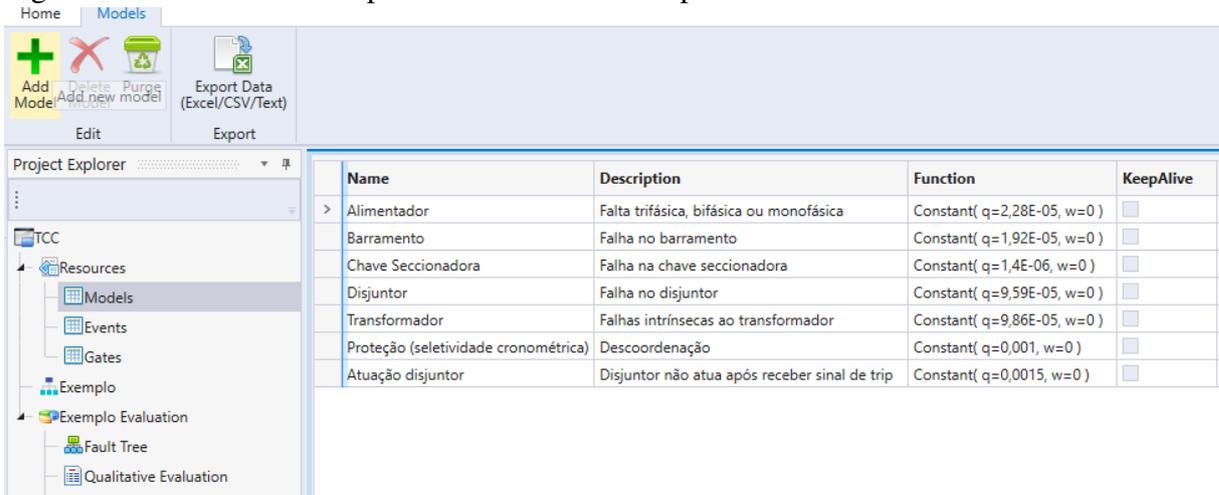
A Figura 32, apresenta os modelos utilizados neste trabalho. Na coluna *Function*, adotou-se o modelo de falha constante, pois a modelagem segue o método de Markov. Essa ferramenta possui também outros modelos de equipamentos, seguindo diversas funções de densidade de probabilidade.

Figura 31 – Introdução ao TopEvent FTA



Fonte: o autor.

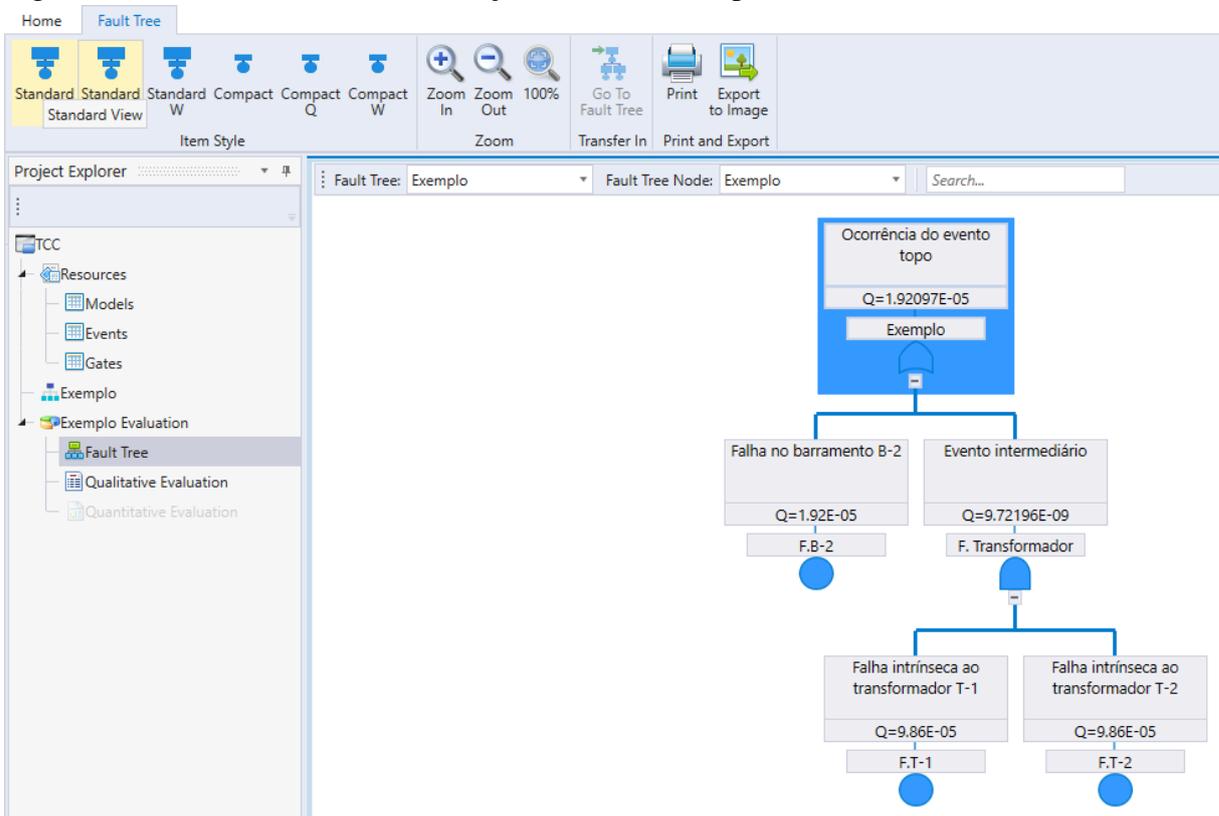
Figura 32 – Modelo de componentes no software TopEvent FTA



Fonte: o autor.

Após definir os modelos e estruturar o diagrama em árvore de falha, clica-se em *Evaluate Fault Tree* para que o software calcule a probabilidade do evento de topo. Para esse cálculo, a ferramenta usa o método do Conjunto de Mínimos Cortes. O resultado da simulação é mostrado na aba *Fault Tree*, conforme a Figura 33.

Figura 33 – Resultado de uma simulação no software TopEvent FTA



Fonte: o autor.

Na Figura 33, é mostrado a probabilidade de ocorrência Q acima de cada componente

do diagrama. Dessa forma, é possível quantificar e analisar a contribuição de cada falha para a probabilidade de ocorrência o evento de topo.

3.5 Análise de indicadores de confiabilidade

Após a etapa de modelagem do sistema estudado, e de sua representação em árvore de falhas, o estudo de confiabilidade entra na fase de diagnóstico. Para isso, usa-se indicadores de confiabilidade gerados após a análise quantitativa.

Além dos indicadores apresentados no Capítulo 2, propõe-se o uso do índice Expectância de Descontinuidade Nodal (EDntN) conforme a Equação 3.8. Este indicador mensura o tempo médio, em horas, em que todos os terminais da subestação estarão desenergizados.

$$EDntN = 8760 \cdot P_T \quad (3.8)$$

A escolha dos indicadores para este trabalho seguiu as abordagens de confiabilidade composta e nodal. Foram priorizados os indicadores que medem tempo de interrupção e energia não suprida. Dessa forma, adotou-se os indicadores: Expectância de Continuidade Nodal (ECntN), Energia Esperada Não Suprida (EENS) e Expectância de Descontinuidade Nodal (EDntN).

O ECntN apresenta a quantidade de horas esperadas, em um ano, que a subestação funciona com todos os seus componentes em estado de operação. O EDntN mensura o tempo médio, em horas, em que todos os terminais da subestação estarão desenergizados. Já o EENS, é capaz de ponderar a probabilidade de ocorrência de uma falha, e seu impacto no suprimento de energia das cargas conectadas à subestação. Quanto menor o EENS, mais seletivo é o sistema.

A Tabela 7 apresenta uma síntese dos indicadores utilizados no estudo de caso do Capítulo 4.

Tabela 7 – Indicadores de confiabilidade adotados para diagnóstico

Indicador	Unidade de medida	Equação
EENS	MWh	2.24
ECntN	Horas	2.27
EDntN	Horas	3.8

Fonte: o autor.

3.6 Considerações finais

Neste capítulo foram apresentados os equipamentos da subestação, modelados por meio do método de Markov, bem como os valores das respectivas taxas de falha. Mostrou-se a lista de eventos básicos usados nos diagramas de árvore de falha do Capítulo 4, e os indicadores de confiabilidade adotados para a fase de diagnóstico do estudo de confiabilidade de uma subestação industrial. Além disso, ilustrou-se o procedimento metodológico de AAF por meio de dois fluxogramas.

4 ESTUDO DE CASO

4.1 Introdução

Este capítulo apresenta a subestação de uma indústria têxtil. Por meio da modelagem de Markov e do método de Análise por Árvore de Falha (AAF), calcula-se três índices de confiabilidade para esta subestação. O mesmo é feito para três alternativas de projeto de modernização de subestação com cenários distintos de proteção. É realizado um comparativo entre os cenários estudados.

4.2 Descrição da planta

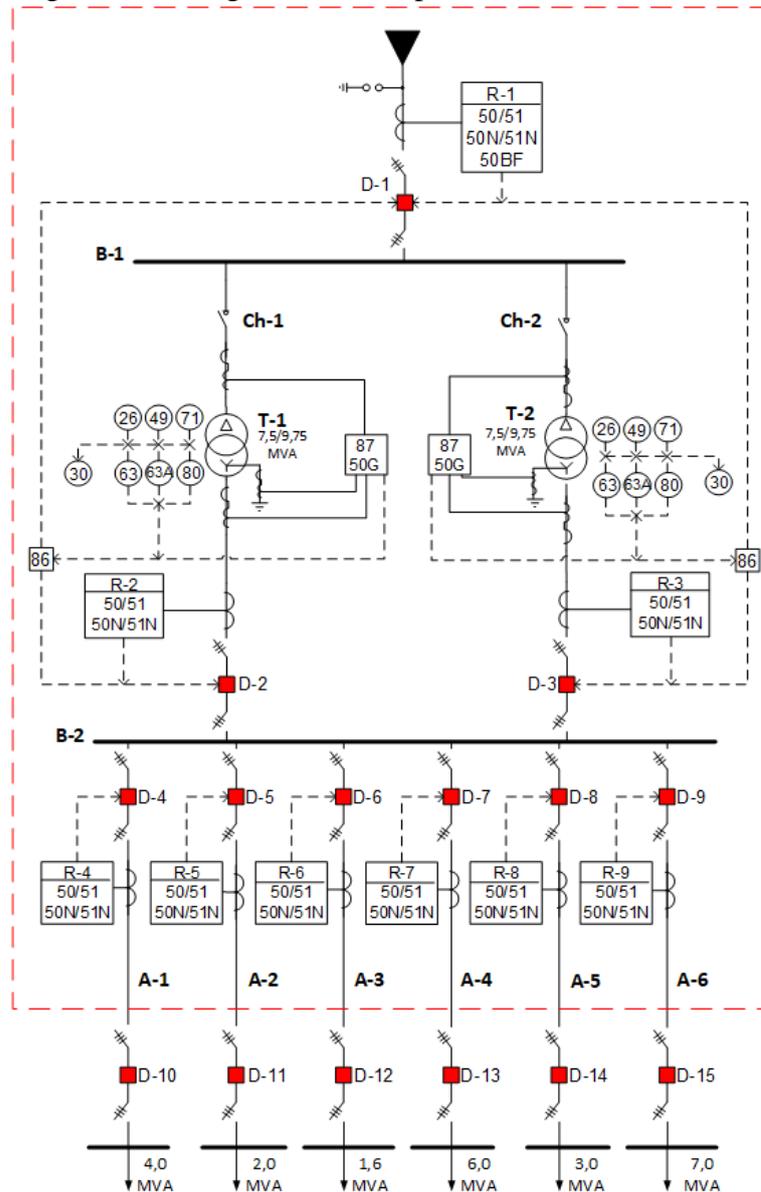
O sistema elétrico escolhido para o estudo de confiabilidade é a subestação 69-13,8 kV de uma indústria têxtil. Tal subestação possui dois transformadores de 7,5/9,75 MVA. A Figura 34 apresenta o diagrama unifilar desta planta, chamada de *Caso A* a fim de diferenciá-la das demais configurações propostas neste capítulo.

Conforme apresentado na Figura 34, a planta possui seis alimentadores. Destes, os alimentadores A-5 e A-6 são cruciais para o processo produtivo como um todo, pois são responsáveis pela refrigeração e compressão de ar. Vale salientar que a maioria das máquinas têxteis utilizam essencialmente ar comprimido para plena realização de suas funções. Sem este insumo, as máquinas elétricas energizadas por meio dos alimentadores A-1 a A-4 ficam inoperantes, acarretando perda total de produção.

As análises feitas neste capítulo têm como premissas:

- a) o disjuntor *D-1* não está susceptível a falha;
- b) haverá redução de 20% na demanda dos alimentadores A-5 e A-6 para cada alimentador, de A-1 a A-4, que esteja desenergizado. Isto acontece devido a redução da demanda pneumática;
- c) o fator de potência considerado é de 0,92 indutivo;
- d) o estudo de caso contempla apenas os equipamentos dentro da área demarcada, em vermelho, do diagrama unifilar do respectivo caso;
- e) os valores dos índices de confiabilidade obtidos a partir da configuração atual da subestação estudada foram usados como referencial para o diagnóstico dos demais casos estudados neste capítulo.

Figura 34 – Diagrama unifilar para o Caso A



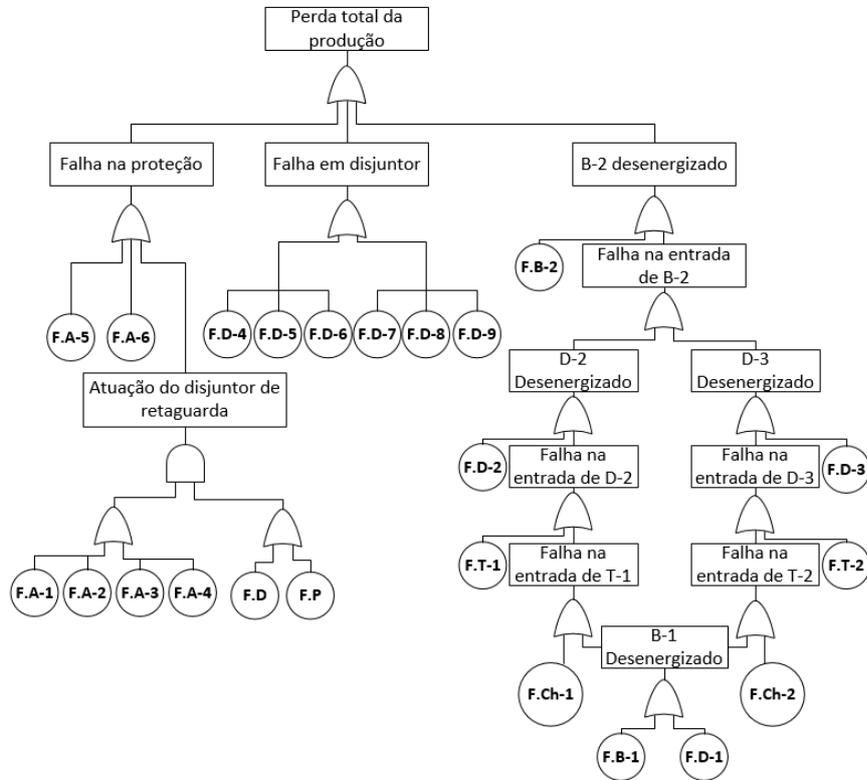
Fonte: o autor.

Utiliza-se o procedimento do fluxograma ilustrado na Figura 29 para representar o *Caso A* por meio do diagrama de árvore de falha, conforme apresentado na Figura 35. Para os eventos básicos, o termo *F.X* indica falha no componente *X* do respectivo caso. Esse componente pode ser observado no diagrama unifilar do caso sob análise.

O *Caso A* é caracterizada por: barramentos simples, tanto no lado de alta tensão quanto no lado de média tensão; chaves seccionadoras no lado de alta tensão; uso de seletividade cronométrica. Por meio da ferramenta *TopEvent FTA*, calculou-se a probabilidade do evento topo (perda total de produção). Para calcular o EENS, usou-se o *MS Excel*. A Figura 45 mostra a análise das consequências de falha nos equipamentos do *Caso A*. Após o cálculo do evento de

topo, e da análise da severidade das falhas, obtêm-se os indicadores contidos na Tabela 8.

Figura 35 – Diagrama em árvore de falha do Caso A



Fonte: o autor.

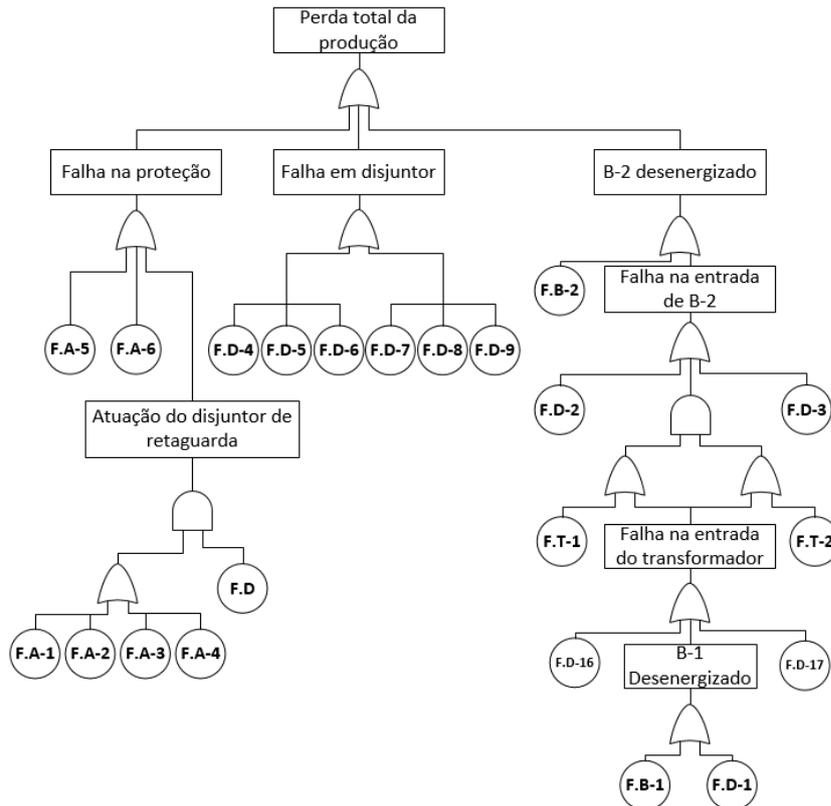
Figura 36 – Análise de falhas para o Caso A

Caso A								
Evento inicial	Disjuntor principal			Disjuntor de retaguarda			EENS	
Componente em contingência	Dispositivo atuante	Probabilidade do evento	Perda de carga (MVA)	Dispositivo atuante	Probabilidade do evento	Perda de carga (MVA)	F(x) EPNS Principal	F(x) EPNS Retaguarda
Nenhum	-	9,99E-01	0	-	-	-	0	0
A-1	D-4	2,28E-05	4,0	D-2 e D-3	5,71E-08	23,6	8,40E-05	1,24E-06
A-2	D-5	2,28E-05	2,0	D-2 e D-3	5,71E-08	23,6	4,20E-05	1,24E-06
A-3	D-6	2,28E-05	1,6	D-2 e D-3	5,71E-08	23,6	3,36E-05	1,24E-06
A-4	D-7	2,28E-05	6,0	D-2 e D-3	5,71E-08	23,6	1,26E-04	1,24E-06
A-5	D-8	2,28E-05	23,6	D-2 e D-3	5,71E-08	23,6	4,96E-04	1,24E-06
A-6	D-9	2,28E-05	23,6	D-2 e D-3	5,71E-08	23,6	4,96E-04	1,24E-06
B-1	D-1	1,92E-05	23,6	-	-	-	4,16E-04	0
B-2	D-2 e D-3	1,92E-05	23,6	D-1	6,71E-08	23,6	4,16E-04	1,46E-06
Ch-1	D-1	1,37E-06	23,6	-	-	-	2,97E-05	0
Ch-2	D-1	1,37E-06	23,6	-	-	-	2,97E-05	0
D-2	D-1	9,59E-05	23,6	-	-	-	2,08E-03	0
D-3	D-1	9,59E-05	23,6	-	-	-	2,08E-03	0
D-4	D-2 e D-3	9,59E-05	23,6	D-1	3,36E-07	23,6	2,08E-03	7,29E-06
D-5	D-2 e D-3	9,59E-05	23,6	D-1	3,36E-07	23,6	2,08E-03	7,29E-06
D-6	D-2 e D-3	9,59E-05	23,6	D-1	3,36E-07	23,6	2,08E-03	7,29E-06
D-7	D-2 e D-3	9,59E-05	23,6	D-1	3,36E-07	23,6	2,08E-03	7,29E-06
D-8	D-2 e D-3	9,59E-05	23,6	D-1	3,36E-07	23,6	2,08E-03	7,29E-06
D-9	D-2 e D-3	9,59E-05	23,6	D-1	3,36E-07	23,6	2,08E-03	7,29E-06
T-1	D-1	9,86E-05	23,6	-	-	-	2,14E-03	0
T-2	D-1	9,86E-05	23,6	-	-	-	2,14E-03	0

Fonte: o autor.

Além dos disjuntores no lado de alta tensão, este caso é caracterizado pelo barramento simples tanto na alta quanto na média tensão, e pelo uso da seletividade lógica com cortes de carga. A filosofia de corte de carga permite que o sistema opere com um transformador, abrindo os disjuntores *D-4* a *D-6* quando houver contingência em um dos transformadores. A Figura 38 traz o diagrama do *Caso B* em árvore de falha.

Figura 38 – Diagrama em árvore de falha do Caso B



Fonte: o autor.

Ao simular a árvore de falha, ilustrada na Figura 38, com o *TopEvent FTA*, obtém-se a probabilidade de perda total de produção igual a $0,83\%$. A Figura 39 apresenta a perda de carga, em decorrência da atuação das proteções, quando há contingência em um dos equipamentos da subestação. Dessa forma, é possível comparar os índices de confiabilidade obtidos no *Caso A* e no *Caso B*. A Tabela 9 mostra tal comparação.

Tabela 9 – Comparativo de confiabilidade entre o Caso A e o Caso B

Indicador	Caso A	Caso B	Unidade de medida
P_{op}	99,886	99,867	%
P_{tot}	0,107	0,083	%
EENS	202,87	213,44	Mwh

Fonte: o autor.

Figura 39 – Análise de falhas para o Caso B

Caso B								
Evento inicial	Disjuntor principal			Disjuntor de retaguarda			EENS	
Componente em contingência	Dispositivo atuante	Probabilidade do evento	Perda de carga (MVA)	Dispositivo atuante	Probabilidade do evento	Perda de carga (MVA)	F(x) EPNS Principal	F(x) EPNS Retaguarda
-	-	9,99E-01	0,00E+00	-	-	-	0,00E+00	0,00E+00
A-1	D-4	2,28E-05	4,00E+00	D-2 e D-3	2,28E-08	2,36E+01	8,40E-05	4,96E-07
A-2	D-5	2,28E-05	2,00E+00	D-2 e D-3	2,28E-08	2,36E+01	4,20E-05	4,96E-07
A-3	D-6	2,28E-05	1,60E+00	D-2 e D-3	2,28E-08	2,36E+01	3,36E-05	4,96E-07
A-4	D-7	2,28E-05	6,00E+00	D-2 e D-3	2,28E-08	2,36E+01	1,26E-04	4,96E-07
A-5	D-8	2,28E-05	2,36E+01	D-2 e D-3	2,28E-08	2,36E+01	4,96E-04	4,96E-07
A-6	D-9	2,28E-05	2,36E+01	D-2 e D-3	2,28E-08	2,36E+01	4,96E-04	4,96E-07
B-1	D-1	1,92E-05	2,36E+01	-	-	-	4,16E-04	0,00E+00
B-2	D-2 e D-3	1,92E-05	2,36E+01	D-16 e D-17	3,84E-08	2,36E+01	4,16E-04	8,33E-07
D-2	D-16 e D-17	9,59E-05	2,36E+01	D-1	1,92E-07	2,36E+01	2,08E-03	4,16E-06
D-3	D-16 e D-17	9,59E-05	2,36E+01	D-1	1,92E-07	2,36E+01	2,08E-03	4,16E-06
D-4	D-2 e D-3	9,59E-05	2,36E+01	D-16 e D-17	1,92E-07	2,36E+01	2,08E-03	4,16E-06
D-5	D-2 e D-3	9,59E-05	2,36E+01	D-16 e D-17	1,92E-07	2,36E+01	2,08E-03	4,16E-06
D-6	D-2 e D-3	9,59E-05	2,36E+01	D-16 e D-17	1,92E-07	2,36E+01	2,08E-03	4,16E-06
D-7	D-2 e D-3	9,59E-05	2,36E+01	D-16 e D-17	1,92E-07	2,36E+01	2,08E-03	4,16E-06
D-8	D-2 e D-3	9,59E-05	2,36E+01	D-16 e D-17	1,92E-07	2,36E+01	2,08E-03	4,16E-06
D-9	D-2 e D-3	9,59E-05	2,36E+01	D-16 e D-17	1,92E-07	2,36E+01	2,08E-03	4,16E-06
D-16	D-1	9,59E-05	2,36E+01	-	-	-	2,08E-03	0,00E+00
D-17	D-1	9,59E-05	2,36E+01	-	-	-	2,08E-03	0,00E+00
T-1	D-16 e D-2 D-4 a D-6	9,86E-05	7,60E+00	D-1	4,93E-07	2,36E+01	6,90E-04	1,07E-05
T-2	D-17 e D-3 D-4 a D-6	9,86E-05	7,60E+00	D-1	4,93E-07	2,46E+01	6,90E-04	1,12E-05

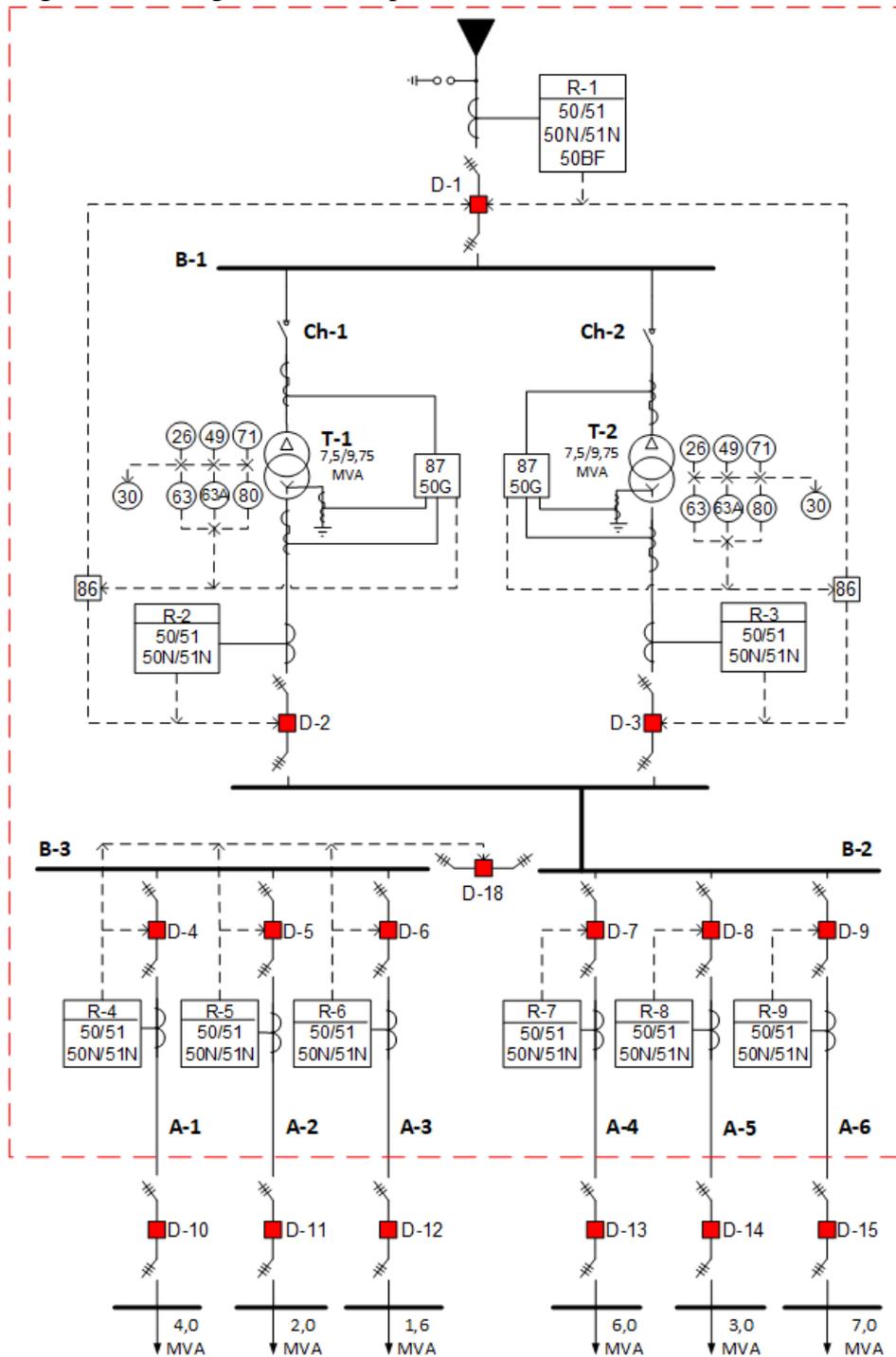
Fonte: o autor.

A segunda alternativa, denominado de *Caso C*, é apresentado na Figura 40. Essa configuração propõe seccionar a barra de média tensão por meio de um disjuntor, mantendo as chaves seccionadoras no lado de alta tensão do transformador. Além disso, esse caso prevê o uso de seletividade lógica com corte de carga.

A filosofia de proteção dessa alternativa de projeto usa o disjuntor *D-18* para retirar o bloco de carga, composto pelos alimentadores *A-1* a *A-3*, caso haja falha na proteção ou falha nos equipamentos deste bloco. A Figura 41 mostra o diagrama em árvore de falhas para essa configuração. Já a Figura 42, apresenta a análise quantitativa da atuação das proteções para o *Caso C*.

A Tabela 10 mostra o comparativo entre os indicadores de confiabilidade do *Caso A* e do *Caso C*. Observa-se uma redução tanto em P_{tot} quanto em EENS. Essa redução advém da inserção do disjuntor *D-18*, já que este equipamento agrega mais recursos operacionais ao sistema de proteção. Por outro lado, o uso desse disjuntor leva a redução de P_{op} , já que esse novo componente também está sujeito à falhas.

Figura 40 – Diagrama unifilar para o Caso C



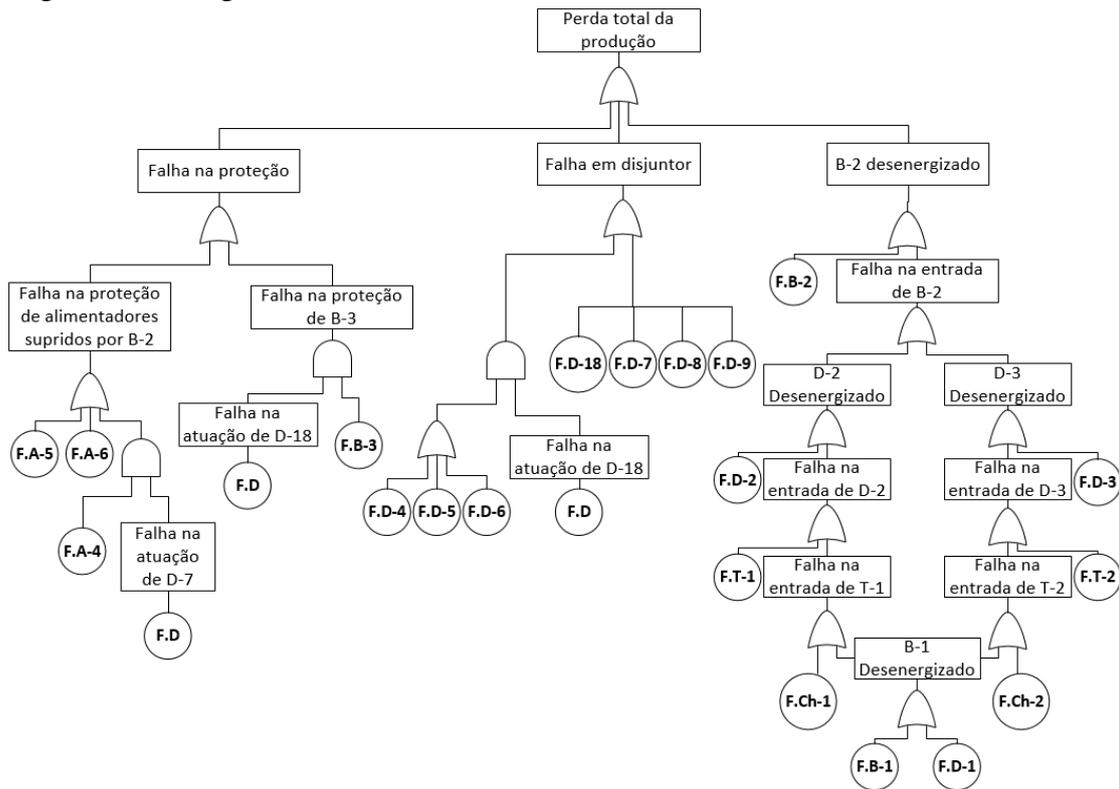
Fonte: o autor.

Tabela 10 – Comparativo de confiabilidade entre o Caso A e o Caso C

Indicador	Caso A	Caso C	Unidade de medida
P_{op}	99,886	99,874	%
P_{tot}	0,107	0,088	%
EENS	202,87	184,96	Mwh

Fonte: o autor.

Figura 41 – Diagrama em árvore de falha do Caso C



Fonte: o autor.

Figura 42 – Análise de falhas para o Caso C

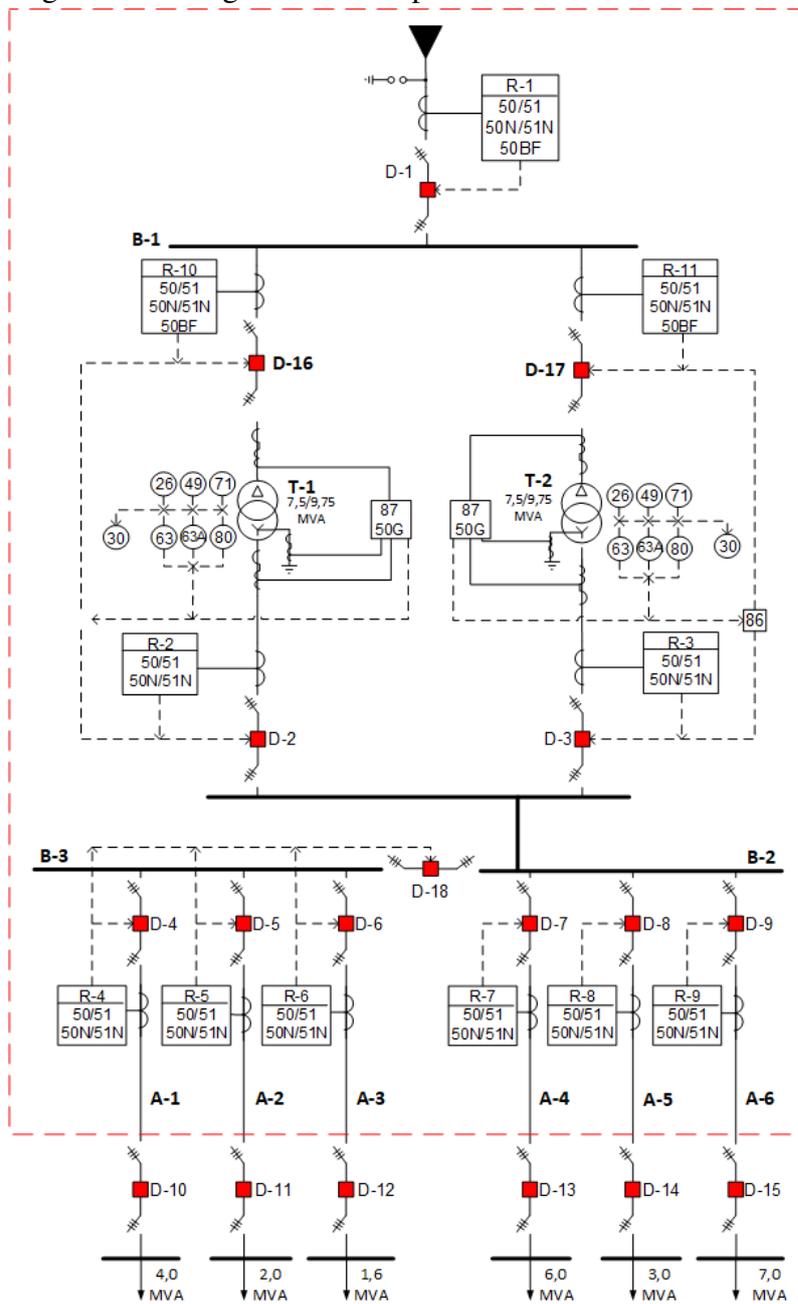
Caso C								
Evento inicial	Disjuntor principal			Disjuntor de retaguarda			EENS	
	Componente em contingência	Dispositivo atuante	Probabilidade do evento	Perda de carga (MVA)	Dispositivo atuante	Probabilidade do evento	Perda de carga (MVA)	F(x) EPNS Principal
-	-	9,99E-01	0,00E+00	-	-	-	0,00E+00	0,00E+00
A-1	D-4	2,28E-05	4,00E+00	D-18	2,28E-08	7,60E+00	8,40E-05	1,60E-07
A-2	D-5	2,28E-05	2,00E+00	D-18	2,28E-08	7,60E+00	4,20E-05	1,60E-07
A-3	D-6	2,28E-05	1,60E+00	D-18	2,28E-08	7,60E+00	3,36E-05	1,60E-07
A-4	D-7	2,28E-05	6,00E+00	D-2 e D-3	2,28E-08	2,36E+01	1,26E-04	4,96E-07
A-5	D-8	2,28E-05	2,36E+01	D-2 e D-3	2,28E-08	2,36E+01	4,96E-04	4,96E-07
A-6	D-9	2,28E-05	2,36E+01	D-2 e D-3	2,28E-08	2,36E+01	4,96E-04	4,96E-07
B-1	D-1	1,92E-05	2,36E+01	-	-	-	4,16E-04	0,00E+00
B-2	D-2 e D-3	1,92E-05	2,36E+01	D-1	3,84E-08	2,36E+01	4,16E-04	8,33E-07
B-3	D-18	1,92E-05	7,60E+00	D-2 e D-3	1,92E-08	2,36E+01	1,34E-04	4,16E-07
Ch-1	D-1	1,37E-06	2,36E+01	-	-	-	2,97E-05	0,00E+00
Ch-2	D-1	1,37E-06	2,36E+01	-	-	-	2,97E-05	0,00E+00
D-2	D-1	9,59E-05	2,36E+01	-	-	-	2,08E-03	0,00E+00
D-3	D-1	9,59E-05	2,36E+01	-	-	-	2,08E-03	0,00E+00
D-4	D-18	9,59E-05	7,60E+00	D-2 e D-3	9,59E-08	2,36E+01	6,70E-04	2,08E-06
D-5	D-18	9,59E-05	7,60E+00	D-2 e D-3	9,59E-08	2,36E+01	6,70E-04	2,08E-06
D-6	D-18	9,59E-05	7,60E+00	D-2 e D-3	9,59E-08	2,36E+01	6,70E-04	2,08E-06
D-7	D-2 e D-3	9,59E-05	2,36E+01	D-1	1,92E-07	2,36E+01	2,08E-03	4,16E-06
D-8	D-2 e D-3	9,59E-05	2,36E+01	D-1	1,92E-07	2,36E+01	2,08E-03	4,16E-06
D-9	D-2 e D-3	9,59E-05	2,36E+01	D-1	1,92E-07	2,36E+01	2,08E-03	4,16E-06
D-18	D-2 e D-3	9,59E-05	2,36E+01	D-1	1,92E-07	2,36E+01	2,08E-03	4,16E-06
T-1	D-1	9,86E-05	2,36E+01	-	-	-	2,14E-03	0,00E+00
T-2	D-1	9,86E-05	2,36E+01	-	-	-	2,14E-03	0,00E+00

Fonte: o autor.

Outra alternativa de projeto, chamada de *Caso D*, propõe sectionar a barra de média tensão por meio de um disjuntor, e substituir as chaves seccionadoras por disjuntores no lado de alta tensão do transformador, conforme ilustrado na Figura 43.

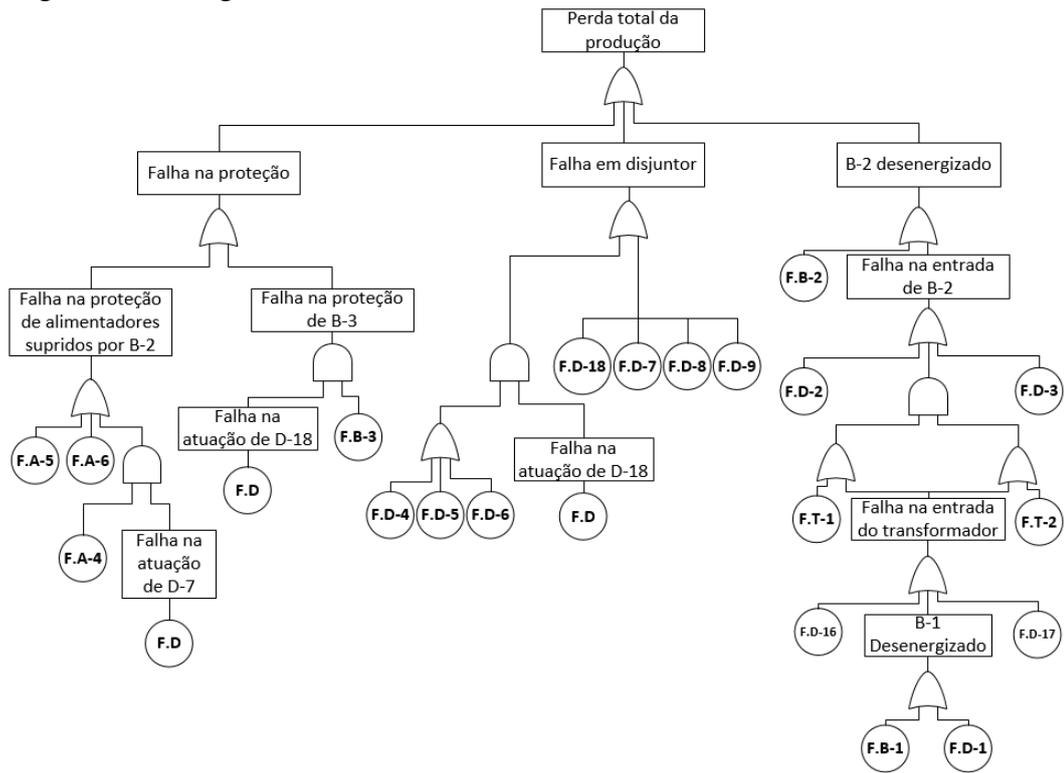
Para o *Caso D*, adota-se também seletividade lógica com corte de carga. A filosofia de proteção dessa configuração possibilita que o sistema opere com um transformador, como no *Caso B*, e efetue o mesmo corte de carga que o *Caso C*, por meio do disjuntor *D-18*. A Figura 44 mostra o diagrama de árvore de falhas para essa alternativa de projeto.

Figura 43 – Diagrama unifilar para o Caso D



Fonte: o autor.

Figura 44 – Diagrama em árvore de falha do Caso D



Fonte: o autor.

Figura 45 – Análise de falhas para o Caso D

Caso D								
Evento inicial	Disjuntor principal			Disjuntor de retaguarda			EENS	
Componente em contingência	Dispositivo atuante	Probabilidade do evento	Perda de carga (MVA)	Dispositivo atuante	Probabilidade do evento	Perda de carga (MVA)	F(x) EPNS Principal	F(x) EPNS Retaguarda
-	-	9,99E-01	0,00E+00	-	-	-	0,00E+00	0,00E+00
A-1	D-4	2,28E-05	4,00E+00	D-18	2,28E-08	7,60E+00	8,40E-05	1,60E-07
A-2	D-5	2,28E-05	2,00E+00	D-18	2,28E-08	7,60E+00	4,20E-05	1,60E-07
A-3	D-6	2,28E-05	1,60E+00	D-18	2,28E-08	7,60E+00	3,36E-05	1,60E-07
A-4	D-7	2,28E-05	6,00E+00	D-2 e D-3	2,28E-08	2,36E+01	1,26E-04	4,96E-07
A-5	D-8	2,28E-05	2,36E+01	D-2 e D-3	2,28E-08	2,36E+01	4,96E-04	4,96E-07
A-6	D-9	2,28E-05	2,36E+01	D-2 e D-3	2,28E-08	2,36E+01	4,96E-04	4,96E-07
B-1	D-1	1,92E-05	2,36E+01	-	-	-	4,16E-04	0,00E+00
B-2	D-2 e D-3	1,92E-05	2,36E+01	D-16 e D-17	3,84E-08	2,36E+01	4,16E-04	8,33E-07
B-3	D-18	1,92E-05	7,60E+00	D-2 e D-3	1,92E-08	2,36E+01	1,34E-04	4,16E-07
D-2	D-16 e D-17	9,59E-05	2,36E+01	D-1	1,92E-07	2,36E+01	2,08E-03	4,16E-06
D-3	D-16 e D-17	9,59E-05	2,36E+01	D-1	1,92E-07	2,36E+01	2,08E-03	4,16E-06
D-4	D-18	9,59E-05	7,60E+00	D-16 e D-17	9,59E-08	2,36E+01	6,70E-04	2,08E-06
D-5	D-18	9,59E-05	7,60E+00	D-16 e D-17	9,59E-08	2,36E+01	6,70E-04	2,08E-06
D-6	D-18	9,59E-05	7,60E+00	D-16 e D-17	9,59E-08	2,36E+01	6,70E-04	2,08E-06
D-7	D-2 e D-3	9,59E-05	2,36E+01	D-16 e D-17	1,92E-07	2,36E+01	2,08E-03	4,16E-06
D-8	D-2 e D-3	9,59E-05	2,36E+01	D-16 e D-17	1,92E-07	2,36E+01	2,08E-03	4,16E-06
D-9	D-2 e D-3	9,59E-05	2,36E+01	D-16 e D-17	1,92E-07	2,36E+01	2,08E-03	4,16E-06
D-16	D-1	9,59E-05	2,36E+01	-	-	-	2,08E-03	0,00E+00
D-17	D-1	9,59E-05	2,36E+01	-	-	-	2,08E-03	0,00E+00
D-18	D-2 e D-3	9,59E-05	2,36E+01	D-16 e D-17	1,92E-07	2,36E+01	2,08E-03	4,16E-06
T-1	D-16, D-2 e D-18	9,86E-05	7,60E+00	D-1	2,96E-07	2,36E+01	6,90E-04	6,42E-06
T-2	D-17, D-3 e D-18	9,86E-05	7,60E+00	D-1	2,96E-07	2,46E+01	6,90E-04	6,70E-06

Fonte: o autor.

A Tabela 11 apresenta os valores dos índices de confiabilidade do *Caso A* e do *Caso D*. Nota-se que o *Caso D* possui uma menor probabilidade de perda total de produção. Além disso, a expectativa de energia não suprida para *Caso D* é inferior à obtida para o *Caso A*.

Tais melhorias são justificadas pelo incremento de recursos operacionais à subestação, seja pela capacidade do *Caso D* operar com um transformador, seja pela possibilidade de retirar o bloco de carga (alimentadores A-1 a A-3) por meio do disjuntor D-18. Assim como no *Caso C*, a inserção de D-18 acarretou na redução de P_{op} .

Tabela 11 – Comparativo de confiabilidade entre o Caso A e o Caso D

Indicador	Caso A	Caso D	Unidade de medida
P_{op}	99,886	99,856	%
P_{tot}	0,107	0,0641	%
EENS	202,87	195,66	Mwh

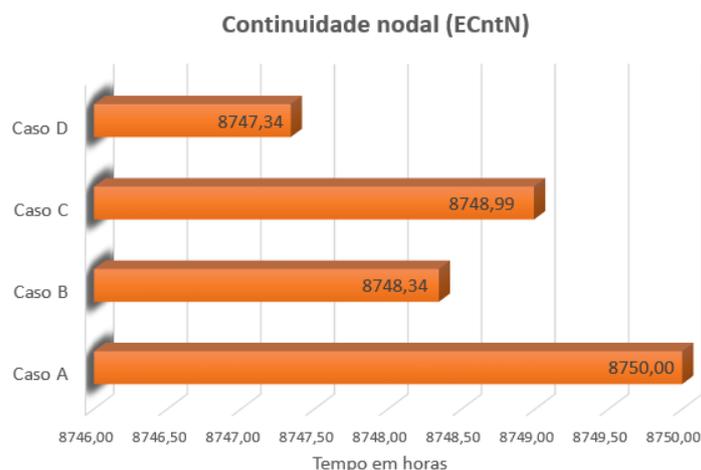
Fonte: o autor.

4.4 Resultados

Esta seção avalia o desempenho das alternativas de projeto de subestação 69-13,8kV apresentadas neste capítulo. Para tanto, analisa-se individualmente três indicadores de confiabilidade: ECntN, EDntN e EENS.

O primeiro indicador (ECntN) mensura o tempo médio, em horas por ano, que o sistema funciona sem falhas. A Figura 46 mostra um comparativo do ECntN obtido para cada alternativa de projeto apresentada.

Figura 46 – Comparativo do indicador ECntN entre os casos estudados

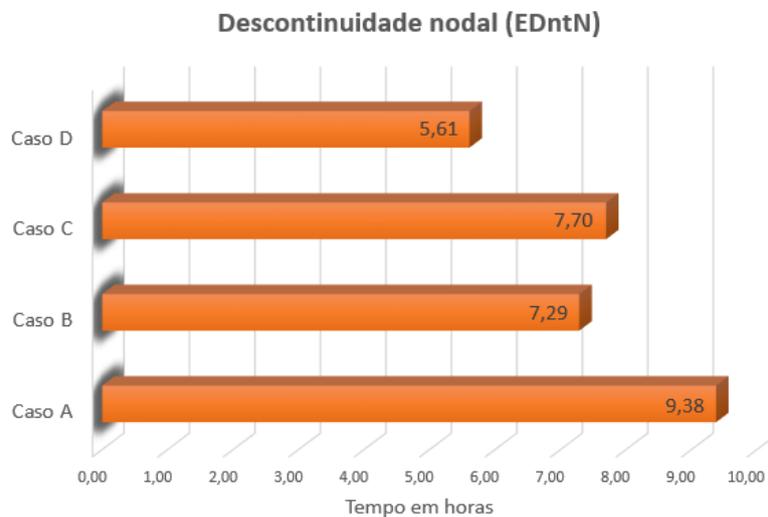


Fonte: o autor.

De acordo com o ilustrado na Figura 46, pode-se observar que o *Caso B* e o *Caso D* apresentam pior desempenho nesse índice. Ambos propuseram uso de disjuntor no lado de alta tensão em detrimento à chave seccionadora. Como a indisponibilidade do disjuntor é maior do que a da chave, essa substituição impacta negativamente nesse indicador.

O segundo indicador de confiabilidade (EDntN) estima o tempo médio, em horas por ano, que todos os terminais da subestação estão desenergizados. A Figura 47 mostra um comparativo do EDntN obtido para cada configuração de subestação apresentada.

Figura 47 – Comparativo do indicador EDntN entre os casos estudados



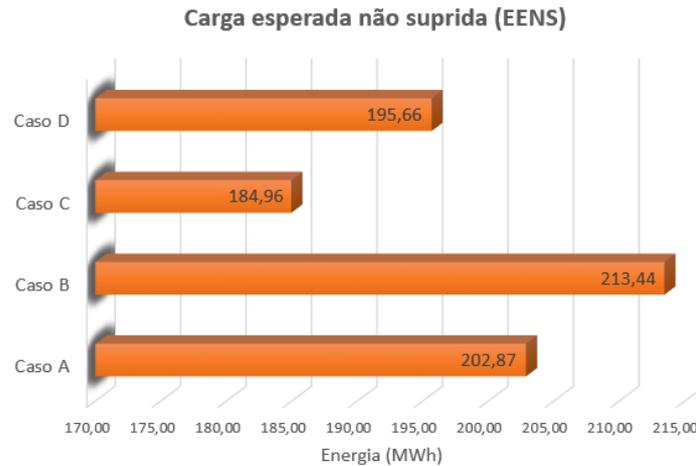
Fonte: o autor.

Conforme ilustrado na Figura 47, conclui-se que as três alternativas de projeto, quando comparadas com o *Caso A* (caso base), apresentam menor tempo de perda total de produção. Dentre as topologias propostas, o *Caso D* apresentou melhor desempenho, pois essa é a configuração que possui mais recursos operacionais.

O terceiro indicador (EENS) pondera a probabilidade de ocorrência de uma falta, e a quantidade de energia não suprida devido à atuação das proteções. De acordo com o apresentado no Capítulo 3, esse índice é relevante para avaliar a seletividade do sistema de proteção da alternativa de projeto de subestação. A Figura 48 apresenta um comparativo do EENS obtido para cada topologia de subestação proposta.

De acordo com o ilustrado na Figura 48, apenas o *Caso B* apresenta desempenho inferior ao caso base. A melhor performance é do *Caso C*, o que significa que em sua configuração há menor probabilidade de ocorrer faltas severas.

Figura 48 – Comparativo do indicador EENS entre os casos estudados



Fonte: o autor.

A Figura 49 apresenta uma síntese do desempenho das configurações de subestação para cada um dos índices de confiabilidade. Por meio dessa síntese, observa-se que o *Caso C* e o *Caso D* aparecem entre os dois melhores desempenhos com mais frequência que os outros casos estudados.

Figura 49 – Nível de confiabilidade dos casos estudados

Desempenho	ECntN	EENS	EDntN
1°	A	C	D
2°	C	D	B
3°	B	A	C
4°	D	B	A

Fonte: o autor.

Dessa forma, pode-se inferir que o *Caso C* e o *Caso D* são as propostas que tornam o sistema mais confiável. Quando esses casos são comparados com o caso base através do ECntN, observa-se que há um acréscimo na probabilidade de falha em componentes do sistema. Porém, essas falhas tem menor impacto sobre o suprimento das cargas da subestação.

Enquanto o *Caso C* propõe inserir um novo equipamento ao sistema, o *Caso D* sugere a substituição de dois equipamentos. Dessa forma, a implementação do *Caso C* exige menor investimento financeiro. Portanto, o *Caso C* mostra-se como melhor opção quando pondera-se confiabilidade e investimento.

4.5 Considerações finais

Este capítulo apresenta a subestação 69-13,8 kV de uma indústria têxtil e as particularidades de sua operação. São apresentadas três alternativas à configuração atual deste sistema, comparando os índices de confiabilidade de cada proposta com os índices da configuração atual. Por fim, é realizado um comparativo entre todos os casos quanto a três índices de confiabilidade. Dessa forma, pode-se realizar o diagnóstico da melhor proposta do ponto de vista da confiabilidade e do investimento financeiro.

5 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

Neste capítulo são apresentadas as conclusões do estudo de confiabilidade aplicado a projeto de subestação industrial 69-13,8 kV. Além disso, são feitas proposições de trabalhos para desenvolvimento futuro.

5.1 Conclusão

Este trabalho se propôs a realizar um estudo de confiabilidade aplicado à alternativas de projeto de uma subestação industrial 69-13,8 kV. Buscou-se analisar cenários de proteção e topologias distintas para projeto de subestação a fim de obter um sistema de proteção coordenado, rápido e seletivo.

Para tanto, foi feita uma revisão bibliográfica com objetivo de compreender as abordagens, fases e critérios do estudo de confiabilidade aplicado a sistemas elétricos. Concentrou-se nas abordagens de confiabilidade composta, nodal e das proteções. Tal revisão forneceu o alicerce necessário para analisar o nível de confiabilidade das alternativas de projeto apresentadas neste trabalho.

Para o estudo de caso, modelou-se os equipamentos e os sistemas de proteção por meio do método de Markov. Utilizou-se a metodologia da Análise por Árvore de Falha (AAF) para representar e estudar os cenários de proteção. A utilização conjunta desses métodos foi simulada no *software TopEvent FTA*. Usou-se o *software MS Excel* para análise quantitativa da atuação das proteções.

Constatou-se que a comunicação entre os Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED), segundo o padrão da IEC 6150, possibilita a implementação de seletividade lógica com cortes de carga. Essa filosofia de proteção aumentou o nível de confiabilidade do sistema de proteção das topologias de subestação analisadas no estudo de caso.

Após analisar o nível de confiabilidade dos cenários de proteção, observou-se que a substituição das chaves seccionadoras por disjuntores de alta tensão elevou a confiabilidade do sistema. Embora os disjuntores possuam maior taxa de falha do que as chaves seccionadoras, o uso de disjuntores torna o sistema mais seletivo, possibilitando o suprimento de energia por apenas um transformador.

Concluiu-se que investimentos em automação e supervisão da subestação industrial, com uso de uma rede de comunicação baseada na norma IEC 61.850, contribui de forma

significativa para a confiabilidade do sistema elétrico.

5.2 Trabalhos futuros

Como sugestões de trabalhos futuros, pode-se propor:

- a) realizar um estudo de confiabilidade do sistema de automação de uma subestação industrial adotando novos indicadores de confiabilidade;
- b) integrar este trabalho a um sistema SCADA;
- c) comparar os métodos de análise de falhas, como Diagrama de Ishikawa e Diagrama de Pareto, e suas aplicabilidades para o estudo de confiabilidade de subestação;
- d) estudar e avaliar ferramentas e metodologias para estudo de confiabilidade.

REFERÊNCIAS

- ABREU, D. Dois terços das indústrias têm prejuízos com falhas no fornecimento de energia elétrica, diz pesquisa da CNI. **Confederação Nacional da Indústria**. 2016. Disponível em: <https://bit.ly/3gihLpY>. Acesso em: 26 jun. 2020.
- ALMEIDA, E. M. de. **Norma IEC 61850 - Novo padrão em automação de subestações**. 2011. Trabalho de conclusão de curso - Universidade Federal do Ceará, Ceará, 2011.
- AMORIM, H.; DOMINGUES, L.; LISBOA, E. Avaliação da confiabilidade de subestações. **Relatório Técnico DPP/TEQ-1588**, 2004.
- ARENTZ, D. S. **Confiabilidade Nodal em Sistemas de Potência**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro, 2001.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5462**: Confiabilidade e manutenibilidade: IEC 50 (191): CB-03 – Comitê Brasileiro de Eletricidade, CE-03:056.01 – Comissão de Estudo de Confiabilidade. Rio de Janeiro, 1994.
- BARBOSA, J. D.; SANTOS, R. C. dos; ROMERO, J. F. A.; ASANO, P. T. L.; NETO, A. V. da S.; JUNIOR, J. B. C.; JUNIOR, J. R. de A.; CUGNASCA, P. S. Methodology for determining reliability indices of electric power substations. **IEEE Latin America Transactions**, IEEE, v. 16, n. 7, p. 1959–1968, 2018.
- BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability Evaluation of Power Systems**. 2. ed. New York: Plenum Press, 1996.
- BUSSAB, W. O.; MORETTIN, P. A. **Estatística básica**. 6. ed. São Paulo: Saraiva, 2010.
- CENTENARO, B.; CATAPANI, G. F. R. **Avaliação da confiabilidade de rede de distribuição de uma concessionária brasileira via método analítico e monte carlo sequencial**. 2017. Trabalho de conclusão de curso - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2017.
- DIAS, J. A. S. **Modelo para Representação de Séries Temporais Correlacionadas com Aplicação na Avaliação da Confiabilidade por Simulação Monte Carlo Não-Sequencial**. Tese (Doutorado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2014.
- FILHO, J. M. **Manual de equipamentos elétricos**. 4. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2013.
- FILHO, J. M. **Instalações elétricas industriais**. 9. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2017.
- FRANCO, P.; OLIVEIRA, C.; ROCHA, G. Aumento da confiabilidade de esquemas de proteção e controle em iec 61850 com o uso de message quality. **Encontro Regional Ibero-Americano do CIGRÉ, Foz do Iguaçu, PR**, 2013.
- GRID, A. Network protection and automation guide-protective relays. **Measurement & Control**, 2011.
- HAJIAN-HOSEINABADI, H.; HASANIANFAR, M.; GOLSHAN, M. E. H. Quantitative reliability assessment of various automated industrial substations and their impacts on distribution reliability. **IEEE transactions on power delivery**, IEEE, v. 27, n. 3, p. 1223–1233, 2012.

IME. INSTITUTO MILITAR DE ENGENHARIA. **Curso de Especialização em transporte ferroviário de carga - Módulo 6: Árvore de Falhas**. 2008. Disponível em: http://www.sucena.eng.br/IME/Mod6_ArvoreFalhas2008.pdf. Acesso em: 12 jul. 2020.

KINDERMANN, G. **Proteção de sistemas elétricos de potência-volume 1. Florianópolis-SC: Ed. do Autor**, 2006.

LIRA, P. T. M. **Comparação entre enumeração de estados e simulação Monte Carlo não-Sequencial na avaliação da confiabilidade probabilística de Sistemas de Potência**. 2018. Trabalho de conclusão de curso - Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2018.

LOPES, Y.; FRANCO, R. H. F.; MOLANO, D. A.; SANTOS, M. A. dos; CALHAU, F. G.; BASTOS, C. A. M.; MARTINS, J. S.; FERNANDES, N. C. **Smart grid e IEC 61850: Novos desafios em redes e telecomunicações para o sistema elétrico. XXX Simpósio Brasileiro de Telecomunicações**, 2012.

NUNES, J. S. **Impacto da confiabilidade de Redes de Transmissão e Subtransmissão nos índices de desempenho de Sistemas de Distribuição**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá, Minas Gerais, 2017.

ONS. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos de redes Módulo 18: Submódulo 18.2 - Modelos computacionais**. 2002. Disponível em: <https://bityli.com/T0HYi>. Acesso em: 20 jul. 2020.

ONS. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos de redes Módulo 20: Submódulo 20.1 - Glossário de termos técnicos**. 2020. Disponível em: <https://bit.ly/31XI8NI>. Acesso em: 06 jul. 2020.

SAMPAIO, R. F. **Sistema de Automação Distribuído: uma Abordagem Baseada em Multiagente Aplicada a Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica es Média Tensão**. Tese (Doutorado) - Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, 2017.

SCHUMANN, F. P. **Projetos rentáveis x projetos existentes - novas concepções de projetos dos sistemas de proteção e automação e seus impactos na gestão de ativos para as empresas. Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, 2017.

SEL. **Tutorial de diagramas lógicos de esquemas de proteção e controle**. 1. ed. São Paulo: Schweitzer Engineering Laboratories, 2011.

SOUSA, E. D. **Grau de Confiabilidade Operacional de Transformadores de Instrumento para Sistemas de Energia Elétrica**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Pará, Belém, 2018.

SPIRONELLO, F. T.; LOPES, H. d. S.; BARBOSA, L. A. **Análise de confiabilidade em sistemas de proteção baseados no padrão IEC 61850**. 2015. Trabalho de conclusão de curso - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2015.

WANG, F. **Reliability Evaluation of Substations Subject to Protection Failures**. Dissertação (Mestrado) – Delft University of Technology, Delft, the Netherlands, 2012.