

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**ROBERTO ARNT TARRAGO**

**CONFIABILIDADE DE SUBESTAÇÕES DE TRANSMISSÃO  
DE ENERGIA ELÉTRICA COM APLICAÇÃO DE  
EQUIPAMENTOS DE MANOBRA NÃO CONVENCIONAIS**

Porto Alegre

2019

**ROBERTO ARNT TARRAGO**

**CONFIABILIDADE DE SUBESTAÇÕES DE TRANSMISSÃO  
DE ENERGIA ELÉTRICA COM APLICAÇÃO DE  
EQUIPAMENTOS DE MANOBRA NÃO CONVENCIONAIS**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Energia

ORIENTADOR: Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne

Porto Alegre

2019

ROBERTO ARNT TARRAGO

**CONFIABILIDADE DE SUBESTAÇÕES DE TRANSMISSÃO  
DE ENERGIA ELÉTRICA COM APLICAÇÃO DE  
EQUIPAMENTOS DE MANOBRA NÃO CONVENCIONAIS**

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS

Doutor pela Chalmers University of Technology – Gotemburgo, Suécia

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Daniel da Silva Gazzana, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Prof<sup>ª</sup>. Dr<sup>ª</sup>. Mariana Resener, UFRGS

Doutora pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon, UFSM

Doutor pela Universidade Federal de Santa Maria – Santa Maria, Brasil

Coordenador do PPGEE: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. João Manoel Gomes da Silva Jr.

Porto Alegre, março de 2019.

## **DEDICATÓRIA**

Dedico este trabalho a minha família, a qual sempre me incentivou em todas as etapas da minha formação. E, principalmente, a minha noiva, Juliana Giordani, por todo o apoio dado durante o mestrado e por sua colaboração durante o desenvolvimento deste estudo.

## **AGRADECIMENTOS**

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, PPGEE, e à Universidade Federal do Rio Grande do Sul, UFRGS, pela oportunidade de realização deste curso e por propiciar o desenvolvimento de trabalhos em minha área de pesquisa.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, pelo auxílio e confiança durante o decorrer do curso de mestrado.

Ao engenheiro Eduardo Argenton, pelos artigos desenvolvidos em conjunto e pela troca de conhecimentos.

Aos gestores de minha empresa, pelo apoio e confiança durante todo o curso, possibilitando o prosseguimento dos estudos.

Ao CEPTEL, pela cedência de licença do *software* AnSE Visual para utilização neste trabalho.

Ao pesquisador Carlos Kleber da Costa Arruda pelo desenvolvimento de melhorias no AnSE Visual sempre que sugerido.

## RESUMO

Manter um alto nível de confiabilidade em subestações de transmissão de energia elétrica é um fator essencial para que as instalações mantenham a sua lucratividade com a operação dos sistemas, garantindo o devido atendimento às cargas e também evitando possíveis penalidades aplicáveis pela ANEEL em função de indisponibilidade no fornecimento de energia. Além disso, tem se tornado cada vez mais relevante a restrição de espaço físico e o custo de terrenos em áreas urbanas, o que torna necessária a aplicação de equipamentos mais compactos para nestas regiões. Os equipamentos de subestações tiveram evolução considerável nas últimas décadas, com a utilização de novas tecnologias em sua fabricação. Um equipamento que não sofreu esta evolução foi o seccionador isolado a ar, que teve poucas alterações em relação a sua tecnologia construtiva e quanto a seus índices de confiabilidade, sendo importante o questionamento sobre a sua aplicabilidade nos dias atuais. A partir destas motivações, este estudo tem como objetivo principal fazer uma análise em termos de confiabilidade, a partir de simulações no *software* AnSE Visual, de subestações que utilizam dois equipamentos não convencionais chamados de *Disconnecting Circuit Breaker* (DCB) e módulo híbrido. Estes equipamentos foram projetados para utilização em subestações que possuem barramentos isolados a ar, almejando benefícios em termos de redução de espaço e de número de equipamentos nos módulos de conexão, assim como a melhoria dos índices de confiabilidade. Neste estudo, são realizadas simulações de diferentes topologias que utilizam equipamentos convencionais, DCBs e módulos híbridos, visando uma comparação do desempenho destas instalações em termos de taxa de falhas ( $\lambda$ ), indisponibilidade (U) e tempo médio de reparo (r), e também é realizada uma análise das vantagens e impactos a partir da utilização destes equipamentos.

**Palavras-chave:** Confiabilidade. Subestações. *Disconnecting Circuit Breaker*. Módulo Híbrido. Taxa de Falhas. Indisponibilidade. Tempo Médio de Reparo.

## ABSTRACT

Keeping a high level of reliability in electric power transmission substations is an essential factor for the facilities to keep their profitability with the operation of the systems, supplying the loads and avoiding penalties applicable by ANEEL due to the unavailability in the power supply. Besides, it has become more relevant the restriction of physical space and the cost of land in urban areas, which makes it necessary to apply compact equipment to these regions. Substation equipment had a remarkable evolution in the last decades with the use of new technologies in its manufacture. An equipment that didn't go through this evolution was the air insulated disconnector switch, which had few changes to its constructive technology and to its reliability indices, and it has been important the questioning of its applicability nowadays. Because of these motivations, this study intends to make an analysis in terms of reliability through simulations on the Anse Visual software of substations that use two kind of unconventional equipment called Disconnecting Circuit Breaker (DCB) and hybrid module. These switchgear devices were designed for substations with air insulated busbars, aiming benefits in terms of reduction of the required area and a reduction of the amount of switchgear in the connection bays, as well as the improvement of the reliability rates. In this study, simulations of different topologies applying conventional equipment, DCBs and hybrid modules are performed, making comparisons of the performance of these installations in terms of failure rate ( $\lambda$ ), unavailability (U) and average time of repair ( $\tau$ ), and it's performed an analysis of the advantages and impacts from the use of both equipment.

**Keywords: Reliability. Substations. Disconnecting Circuit Breaker. Hybrid Module. Failure Rate. Unavailability. Mean Time to Repair.**

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>12</b>
1.1	MOTIVAÇÃO	12
1.2	OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÃO	13
1.3	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	13
<b>2</b>	<b>CONFIABILIDADE E MANUTENÇÃO</b>	<b>15</b>
2.1	CONCEITOS DE CONFIABILIDADE	15
2.1.1	Teoria dos Cortes Mínimos	15
2.1.2	Manobra de disjuntores por atuação de proteção	17
2.1.3	Estados de falha de componentes do sistema	20
2.2	PRÁTICAS DE MANUTENÇÃO	23
2.2.1	Manutenção reativa	23
2.2.2	Manutenção proativa	24
2.3	CONFIABILIDADE EM SUBESTAÇÕES	24
2.3.1	Análise de confiabilidade considerando interrupções por manutenção	28
<b>3</b>	<b>EQUIPAMENTOS DE SUBESTAÇÕES DE ALTA TENSÃO</b>	<b>31</b>
3.1	EVOLUÇÃO TECNOLÓGICA DOS EQUIPAMENTOS DE PÁTIO	31
3.2	TAXAS DE FALHA DOS EQUIPAMENTOS DE SUBESTAÇÕES	32
3.3	UTILIZAÇÃO DE SECCIONADORES EM SUBESTAÇÕES	33
3.4	EQUIPAMENTOS NÃO CONVENCIONAIS	35
3.4.1	<i>Disconnecting Circuit Breaker (DCB)</i>	36
3.4.2	Módulo Híbrido Compacto	38
3.5	ASPECTOS REGULATÓRIOS	41
3.5.1	Condições Básicas	41
3.5.2	Condições Especiais	42
3.5.3	Estado da Arte	42
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>49</b>
4.1	ESTABELECIMENTO DAS TAXAS DE FALHA DE EQUIPAMENTOS	50
4.2	INFLUÊNCIA DA TOPOLOGIA DA SUBESTAÇÃO NOS TIPOS DE FALHAS	54
4.3	EXECUÇÃO DAS SIMULAÇÕES	60
<b>5</b>	<b>ESTUDOS DE CASO</b>	<b>62</b>
5.1	TOPOLOGIAS COM EQUIPAMENTOS CONVENCIONAIS	63
5.1.1	Barra Dupla a Quatro Chaves Convencional (BD4)	64
5.1.2	Barra Principal e Transferência Convencional (BPT)	66
5.1.3	Barra Dupla Disjuntor e Meio Convencional (DJM)	69
5.1.4	Barra Dupla Disjuntor Duplo Convencional (BDDD)	72
5.2	TOPOLOGIAS COM A UTILIZAÇÃO DE DCB	74
5.2.1	Barra Simples Seccionada com DCB (BSS)	74
5.2.2	Barra Dupla Disjuntor e Meio com DCB (DJM)	77
5.2.3	Barra Dupla Disjuntor Duplo com DCB (BDDD)	79
5.3	TOPOLOGIAS COM A UTILIZAÇÃO DE MÓDULO HÍBRIDO	81
5.3.1	Barra Simples Seccionada com Módulo Híbrido (BSS)	81
5.3.2	Barra Dupla com Três Chaves com Módulo Híbrido (BD3)	83
5.3.3	Barra Principal e Transferência com Módulo Híbrido (BPT)	86
5.4	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	88
5.4.1	Confiabilidade de Topologias Convencionais	91
5.4.2	Desempenho das Topologias Contendo DCB	93
5.4.3	Desempenho das Topologias Contendo Módulo Híbrido	95
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES</b>	<b>99</b>

<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>101</b>
<b>APÊNDICE: EXEMPLO DE APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA PARA OBTENÇÃO DE ÍNDICES DE CONFIABILIDADE .....</b>	<b>105</b>
<b>APRESENTAÇÃO .....</b>	<b>105</b>
<b>OBTENÇÃO PASSO A PASSO DE RESULTADO DE CONFIABILIDADE .....</b>	<b>105</b>

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 Dois tipos de subestações simplificadas .....	17
Figura 2 Diagrama para falhas ativas e passivas .....	22
Figura 3 Sequência de eventos após falhas passivas e ativas .....	22
Figura 4 Diagrama de estados para um disjuntor .....	29
Figura 5 Diagrama de estados para um barramento .....	30
Figura 6 Índices de manutenção de disjuntores ao longo do tempo .....	32
Figura 7 <i>Disconnecting Circuit Breaker</i> .....	37
Figura 8 Módulo Híbrido Compacto .....	39
Figura 9 Arranjo de subestação convencional .....	44
Figura 10 Arranjo com utilização de DCB .....	44
Figura 11 Indisponibilidade de subestação 132 kV por manutenção .....	44
Figura 12 Tempo de indisponibilidade de subestação 132 kV por falhas .....	45
Figura 13 Subestação com topologia convencional .....	46
Figura 14 Topologia com aplicação de DCB reduzindo área da subestação .....	46
Figura 15 Fluxograma da metodologia para cálculo de confiabilidade .....	49
Figura 16 Esquema de tipos de falhas em subestações .....	55
Figura 17 Simbologia adotada nas simulações .....	64
Figura 18 Subestação na Configuração BD4 Convencional .....	64
Figura 19 Subestação na Configuração BPT Convencional .....	67
Figura 20 Subestação na Configuração Disjuntor e Meio Convencional .....	69
Figura 21 Subestação na Configuração BDDD Convencional .....	72
Figura 22 Subestação na Configuração BSS com DCB .....	75
Figura 23 Subestação na Configuração DJM com DCB .....	78
Figura 24 Subestação na Configuração BDDD com DCB .....	80
Figura 25 Subestação na Configuração BSS com Módulo Híbrido .....	82
Figura 26 Subestação na Configuração BD3 com Módulo Híbrido .....	84
Figura 27 Subestação na Configuração BPT com Módulo Híbrido .....	86
Figura 28 Resultados de taxas de falhas apresentados de forma gráfica .....	90
Figura 29 Resultados de indisponibilidade apresentados de forma gráfica .....	90
Figura 30 Resultados de duração média de reparo apresentados de forma gráfica .....	91
Figura 31 Simulação de subestação BSS com DCB .....	106
Figura 32 Falhas ativas e passivas relacionadas à topologia .....	109
Figura 33 Atribuição de dados de falha e manutenção no AnSE Visual .....	110
Figura 34 Estabelecimento dos caminhos da fonte à carga .....	110

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Dados de manutenção .....	34
Tabela 2 Dados de falha .....	35
Tabela 3 Manutenções programadas .....	38
Tabela 4 Frequência de falhas de equipamentos de pátio .....	51
Tabela 5 Tipos de falhas de disjuntores.....	52
Tabela 6 Tipos de falhas de seccionadores.....	52
Tabela 7 Tipos de falhas de transformadores de instrumentos.....	53
Tabela 8 Falhas ativas e passivas de equipamentos .....	54
Tabela 9 Falhas ativas, passivas e dados de manutenção de equipamentos AIS.....	59
Tabela 10 Falhas ativas, passivas e dados de manutenção de equipamentos MTS.....	60
Tabela 11 Confiabilidade da Topologia BD4 Convencional.....	66
Tabela 12 Confiabilidade da Topologia BPT Convencional.....	69
Tabela 13 Confiabilidade da Topologia DJM Convencional .....	72
Tabela 14 Confiabilidade da Topologia BDDD Convencional.....	74
Tabela 15 Confiabilidade da Topologia BSS com DCB .....	76
Tabela 16 Confiabilidade da Topologia DJM com DCB .....	79
Tabela 17 Confiabilidade da Topologia BDDD com DCB.....	81
Tabela 18 Confiabilidade da Topologia BSS com Módulo Híbrido .....	83
Tabela 19 Confiabilidade da Topologia BD3 com Módulo Híbrido.....	85
Tabela 20 Confiabilidade da Topologia BPT com Módulo Híbrido.....	88
Tabela 21 Resultados de confiabilidade das diferentes topologias .....	89
Tabela 22 Resultados percentuais de confiabilidade das diferentes topologias em relação ao arranjo de referência BD4.....	89
Tabela 23 Frequência de falhas de equipamentos da simulação .....	106
Tabela 24 Tipos de falhas de disjuntores e DCB.....	107
Tabela 25 Tipos de falhas de transformadores de instrumentos.....	107
Tabela 26 Falhas ativas e passivas de equipamentos .....	109
Tabela 27 Resultados de falhas passivas para exemplo de BSS com DCB .....	111
Tabela 28 Resultados de falhas ativas para exemplo de BSS com DCB .....	111
Tabela 29 Resultados totais para exemplo de BSS com DCB .....	111
Tabela 30 Falhas ativas inseridas manualmente pós-simulação.....	112
Tabela 31 Eventos de manutenção programada inseridos manualmente pós-simulação .....	113
Tabela 32 Confiabilidade do exemplo de topologia BSS com DCB.....	113

## LISTA DE ABREVIATURAS

AIS: *Air Insulated Switchgear*

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

BD3: Barra Dupla a Três Chaves

BD4: Barra Dupla a Quatro Chaves

BDDD: Barra Dupla Disjuntor Duplo

BPT: Barra Principal e Transferência

BSS: Barra Simples Seccionada

CEPEL: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

DCB: *Disconnecting Circuit Breaker*

DJ: Disjuntor

DJM: Disjuntor e Meio

FT: Função de Transmissão

GIS: *Gas Insulated Switchgear*

IB: Interbarras

MTS: *Mixed Technology Switchgear*

NR-10: Norma Regulamentadora nº 10

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico

RAP: Receita Anual Permitida

SEC: Seccionador

SIN: Sistema Interligado Nacional

TC: Transformador de Corrente

TP: Transformador de Potencial

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 MOTIVAÇÃO

As empresas transmissoras de energia no Brasil, na função de concessionárias, seguem uma série de obrigações estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que se trata do órgão federal responsável pela regulação deste tipo de serviço. As transmissoras devem seguir índices de qualidade de serviço estabelecidos pela ANEEL, havendo uma série de penalidades financeiras por indisponibilidade de função de transmissão (FT). Portanto, qualquer necessidade de desligamento que acarrete em indisponibilidade de uma linha de transmissão, módulo de conexão de subestação ou de transformador de potência irá acarretar uma redução na receita anual permitida (RAP) da transmissora, reduzindo sua remuneração anual para a instalação afetada (REN 729/2016).

De forma equivalente, caso a empresa concessionária seja eficiente em suas operações durante o período apurado, poderá receber um valor adicional a sua RAP, caso supere os índices de qualidade que possuem valores pré-estabelecidos (REN 729/2016). A partir deste cenário regulatório, as concessionárias de energia possuem o interesse em reduzir a indisponibilidade de suas instalações.

Nos últimos 20 anos, novas tecnologias de equipamentos de pátio vêm surgindo para utilização em subestações isoladas a ar (AIS), que são predominantes no Brasil. Estes equipamentos visam principalmente um aumento na confiabilidade de operação e manutenção, através da redução das taxas de falha e do número de intervenções programadas de manutenção ao longo de sua vida útil (SÖLVER, 2000). Por não acompanhar a mesma evolução dos demais equipamentos e por apresentar maiores taxas de manutenção, a utilização de seccionadores torna-se questionável principalmente quando tem a função de isolar disjuntores visando eventos de reparo corretivo ou preventivo (LARSSON, 2010).

Também é notável, a partir da utilização destes novos equipamentos, a redução do espaço físico necessário utilizado pelas instalações (LARSSON, 2010).

Desta forma, este trabalho visa avaliar alternativas de equipamentos a serem utilizados em subestações em detrimento das topologias convencionais, focando principalmente na redução da indisponibilidade e das taxas de falha das funções de transmissão.

## **1.2 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÃO**

Como objetivo principal, esta dissertação visa analisar o desempenho em termos de confiabilidade de equipamentos não convencionais de manobra, realizando uma comparação destes índices de confiabilidade com os obtidos por elementos convencionais. A partir destes resultados, será possível avaliar a viabilidade de utilização destes dispositivos não convencionais, assim como a efetuar a proposição de alterações na topologia de subestações de alta tensão brasileiras, utilizando módulos híbridos ou elementos que agreguem as funções de disjuntor e de seccionador de forma simultânea, como o *Disconnecting Circuit Breaker* (DCB).

Como objetivos específicos, este trabalho visa aplicar uma metodologia para avaliação de desempenho em termos de confiabilidade de arranjos eletromecânicos de subestações utilizando equipamentos de pátio convencionais e também de subestações que possuam topologias contendo módulos híbridos ou DCB. Almeja-se a obtenção de taxas de falha, indisponibilidade e duração média de interrupção de subestações de diferentes topologias, visando efetuar uma comparação entre o desempenho das mesmas.

## **1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO**

O capítulo 2 abrange uma revisão bibliográfica com os principais tópicos relacionados à confiabilidade e taxas de falha, assim como apresenta os equipamentos que visam a substituição dos equivalentes convencionais.

O capítulo 3 aborda os equipamentos utilizados em subestações de transmissão de energia, focando principalmente nos equipamentos não convencionais. Em sua parte final, são abordados aspectos regulatórios dos Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica no Brasil.

No capítulo 4, são apresentados resultados obtidos em outros estudos a respeito da utilização de DCB e de módulos híbridos em subestações, com suas respectivas conclusões sobre o desempenho obtido nas instalações quanto à confiabilidade, sendo o estado de arte neste assunto.

O capítulo 5 apresenta a metodologia utilizada para o cálculo dos parâmetros de confiabilidade tanto dos equipamentos quanto das subestações nos quais os mesmos estão inseridos.

O capítulo 6 aborda o estudo de caso realizado para comparação entre a confiabilidade de arranjos convencionais e de arranjos utilizando módulos híbridos e os que utilizam o DCB.

O capítulo 7 abrange as conclusões obtidas a partir deste trabalho e os estudos futuros a serem desenvolvidos acerca deste tema.

## **2 CONFIABILIDADE E MANUTENÇÃO**

Inicialmente, este capítulo apresenta os elementos relacionados à confiabilidade de equipamentos e de subestações, diretamente atrelados às taxas de falha e também ao número de intervenções de manutenção preventiva. Posteriormente são apresentados os equipamentos chamados de DCB e de módulo híbrido, os quais fazem parte do objeto deste estudo, sendo apresentados como alternativas para a substituição de disjuntores e seccionadores convencionais de alta tensão. A última parte deste capítulo abrange aspectos regulatórios que regem a construção e operação de subestações de alta tensão no Brasil.

### **2.1 CONCEITOS DE CONFIABILIDADE**

Segundo a definição, a confiabilidade é a capacidade de um item desempenhar uma função requerida sob condições especificadas durante um dado intervalo de tempo (ABNT, 1994).

#### **2.1.1 Teoria dos Cortes Mínimos**

A teoria dos cortes mínimos (BILLINTON, 1996) é uma metodologia voltada a cálculos de confiabilidade de sistemas elétricos, baseada na verificação de quais combinações de equipamentos cuja falha pode levar à interrupção da alimentação de energia para a carga de um dado sistema. Para isso, são mapeados todos os caminhos possíveis entre as fontes e a carga.

Basicamente, a metodologia utiliza a divisão entre eventos de contingências simples e duplas. As contingências simples ocorrem quando há uma falha de um componente que está inserido em um caminho série entre a fonte e a carga e que não possui redundância. Com a falha de qualquer um destes componentes em série, ocorre uma interrupção na alimentação da carga, causando indisponibilidade. Já as contingências duplas, abrangem os eventos em que ocorrerá a indisponibilidade na carga apenas quando dois componentes do sistema falharem

simultaneamente. Este caso ocorre quando existem caminhos redundantes em paralelo que suprem a carga, e apenas com a interrupção de componentes de ambos os caminhos que a carga passará a não ser atendida.

A partir do estabelecimento dos caminhos, é montada a matriz de cortes mínimos do sistema, de onde são extraídas as contingências simples e duplas do sistema, a partir das quais serão calculados os índices de confiabilidade do ponto de vista da carga.

Durante a utilização desta metodologia, é necessário estabelecer corretamente quais os caminhos entre fonte e carga que representam ramos reais do circuito, excluindo caminhos irreais que, apesar de possuírem continuidade elétrica entre eles, não são utilizados por premissas operativas, de controle ou proteção (VIOLIN, 2014).

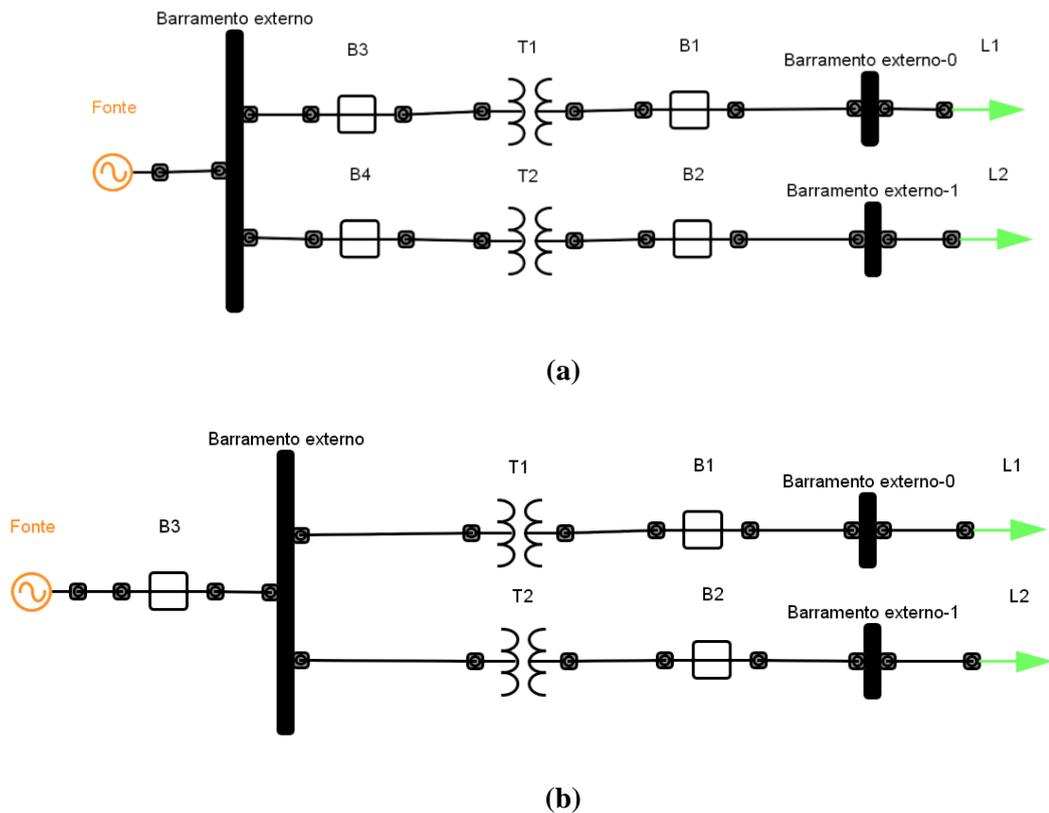
Esta metodologia é aplicável em sistemas radiais ou em sistemas onde a redundância de equipamentos e fontes na subestação é capaz de atender plenamente às cargas, respeitando o critério de N-1 (VIOLIN, 2014). Ou seja, considerando uma subestação com duas fontes, no caso de falha de uma delas, a outra é capaz de atender plenamente às cargas. Cabe ressaltar que o método não considera limitações de carga das fontes e de equipamentos, considerando que, caso exista algum caminho entre qualquer fonte e as cargas, a premissa de continuidade de alimentação está atendida. Em situações usuais, a perda parcial de fontes em uma subestação costuma restringir a potência disponível para as cargas. Em função deste estudo focar principalmente na comparação de desempenho de equipamentos, sendo possível para este fim a utilização de subestações de pequeno porte para as verificações e considerando as premissas listadas acima, este método foi considerado adequado para utilização nas simulações, atendendo ao objetivo proposto.

### 2.1.2 Manobra de disjuntores por atuação de proteção

Para analisar a confiabilidade de subestações, é fundamental avaliar o efeito do seccionamento de circuitos através da operação de disjuntores após uma falta. Além disso, é importante considerar que a topologia da subestação interfere diretamente na sua confiabilidade, em função de sua capacidade de seletividade (BILLINTON, 1996).

A Figura 1 abaixo ilustra o impacto na confiabilidade em função da diferença de topologia da subestação:

**Figura 1 Dois tipos de subestações simplificadas**



Fonte: Adaptado (BILLINTON, 1996).

No caso da topologia mostrada na Figura 1 (a), considerando uma falha do transformador T1, o disjuntor B3 irá operar, interrompendo apenas a alimentação da carga L1. Ocorrendo uma falha no transformador T2, o disjuntor B4 irá interromper o fornecimento de

energia para a carga L2. Em ambos os casos, o tempo fora de operação das cargas será o tempo de reparo do transformador, sendo obtidos os seguintes índices de confiabilidade das cargas:

$$\text{Carga L1: } \lambda(T1), r(T1), U(T1) \quad (1)$$

$$\text{Carga L2: } \lambda(T2), r(T2), U(T2) \quad (2)$$

Onde:

$\lambda$ : taxa de falhas

r: tempo de reparo

U: indisponibilidade

T1: transformador 1

T2: transformador 2

No caso da topologia indicada na Figura 1 (b), no caso de uma falha de T1, o disjuntor B3 irá interromper os circuitos de ambos os transformadores, cortando o fornecimento das cargas L1 e L2 simultaneamente. O mesmo ocorrerá no caso de uma falha de T2. Neste caso, os índices de confiabilidade serão dependentes dos procedimentos operacionais subsequentes (BILLINTON, 1996). Existirão duas possibilidades distintas:

- **O componente com falha não pode ser isolado:** neste caso, o disjuntor B4 permanecerá aberto até que o equipamento com defeito seja reparado ou substituído. Os índices de confiabilidade resultam em:

$$\text{Cargas L1 e L2: } A = \lambda(T1) + \lambda(T2) \quad (3)$$

$$U = \lambda(T1)r(T1) + \lambda(T2)r(T2) \quad (4)$$

$$r = U / \lambda \quad (5)$$

Onde:

A: taxa de falhas total de componentes que não podem ser removidos

$\lambda$ : taxa de falhas

U: indisponibilidade

r: tempo de reparo

- **O componente com falha pode ser isolado:** após a remoção das conexões do transformador em falha, o disjuntor B3 pode ser fechado novamente, restabelecendo a carga parcialmente, mantendo o transformador que opera sem problemas alimentado. Desta forma, caso haja uma falha de T1, a carga L1 fica interrompida até que T1 seja reparado ou substituído. Enquanto que a carga L2 fica interrompida até que T1 seja desconectado do circuito principal, sendo restabelecida a partir daí.

$$\text{Carga L1: } \lambda(L1) = \lambda(T1) + X(T2) \quad (6)$$

$$U(L1) = \lambda(T1)r(T1) + \lambda(T2)s(T2) \quad (7)$$

$$r(L1) = U(L1)/\lambda(L1) \quad (8)$$

$$\text{Carga L2: } X(L2) = X(T1) + \lambda(T2) \quad (9)$$

$$U(L2) = \lambda(T1)s(T1) + \lambda(T2)r(T2) \quad (10)$$

$$r(L2) = U(L2)/\lambda(L2) \quad (11)$$

Onde:

$\lambda$ : taxa de falhas

X: taxa de falhas de um componente que pode ser isolado

U: indisponibilidade

r: tempo de reparo

s: tempo da desconexão do componente em falha

### 2.1.3 Estados de falha de componentes do sistema

Os equipamentos de uma subestação possuem diferentes modos de falha, podendo ser separados em dois grandes grupos, sendo o primeiro deles o de disjuntores e o segundo contemplando os demais componentes.

Os modos de operação e falha de disjuntores podem ser divididos conforme dados abaixo (BILLINTON, 1996):

- a) opera normalmente no estado fechado;
- b) efetua a operação de abrir quando solicitado;
- c) falha na operação de abrir quando solicitado;
- d) efetua a operação de abrir, apesar de não ter sido solicitado;
- e) sofre uma abertura do circuito;
- f) sofre um curto-circuito do lado do barramento;
- g) sofre um curto-circuito do lado da Linha de Transmissão;

Já os demais equipamentos, como para-raios e transformadores de instrumentos, possuem um número menor de modos de operação e de falhas (BILLINTON, 1996):

- a) opera normalmente;
- b) sofre um curto-circuito;
- c) sofre uma abertura do circuito.

A partir dos dados acima, podemos definir que os modos de falha para seccionadores são parte dos listados para os disjuntores, conforme abaixo:

- a) opera normalmente;
- b) sofre um curto-circuito;
- c) sofre uma abertura do circuito.
- d) falha na operação de abrir quando solicitado;
- e) efetua a operação de abrir, apesar de não ter sido solicitado;

Para abordar os conceitos de confiabilidade é necessário definir o conceito de falhas maiores e menores de equipamentos de subestações, conforme norma IEC-60694 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2002):

- **Falhas maiores:** são falhas de subestações que causam a paralisação de uma ou de mais funções fundamentais de operação. Este tipo de falha irá resultar na mudança imediata das condições de operação do sistema, sendo necessária atuação de sistema de proteção para remover a falta ou resultará na indisponibilidade do serviço por, pelo menos, 30 minutos para manutenção não programada.
- **Falhas menores:** são falhas de um equipamento que, mesmo impossibilitando a sua operação de forma completa, não cause uma falha maior.
- **Defeito:** é considerada uma imperfeição no estado de um item (ou sua inerente vulnerabilidade) que pode resultar em uma ou mais falhas no próprio elemento ou em outros, sob condições específicas de serviço, ambientais ou de manutenção em um determinado período de tempo.

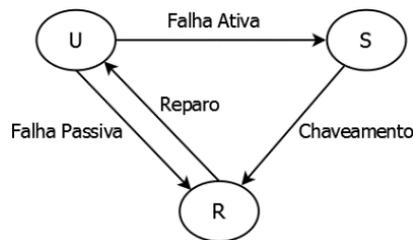
Os modos de falha de módulos de manobra de subestações possuem pequenas diferenças em relação aos modos de falha de equipamentos, sendo divididos em dois grupos principais (BILLINTON, 1996):

- **Falha passiva:** modo de falha que não causa a operação de disjuntores de proteção e não tem impacto sobre os demais equipamentos sem falha. O serviço é restabelecido após reparo ou substituição do componente com falha. Este tipo de falha ocorre em eventos de circuito aberto e abertura inadvertida de disjuntores.
- **Falha ativa:** modo de falha de um componente que causa a operação de uma zona primária de proteção ao redor do componente em falha e que pode causar

a retirada de serviço de outros componentes sem falha dos ramos. O componente em falha é isolado e os disjuntores de proteção são novamente fechados. Esta manobra leva ao restabelecimento parcial ou total da alimentação das cargas. Cabe ressaltar que o equipamento em falha voltará a operar apenas após reparo ou substituição.

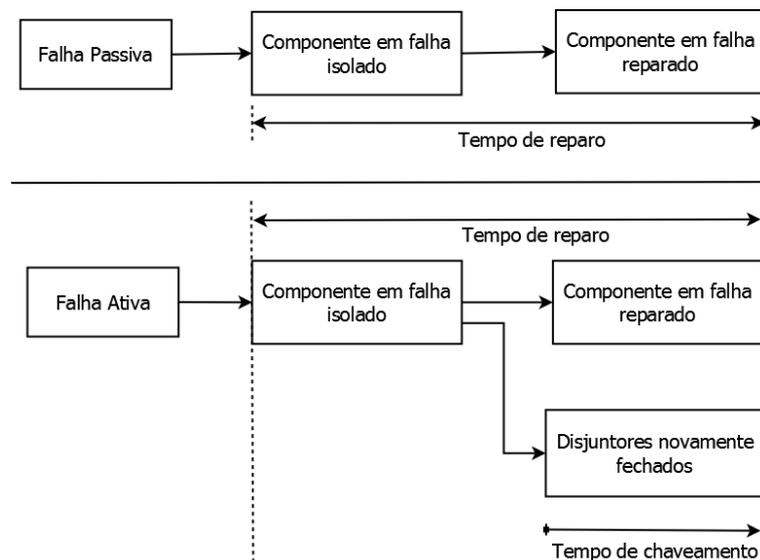
A Figura 2 demonstra o ciclo decorrente de falhas passivas e ativas e a Figura 3 indica a sequência de eventos após estas falhas. Pode-se observar que após a falha passiva, o elemento entra em reparo, diferentemente do evento em que ocorre a falha ativa, onde o equipamento deve ser inicialmente isolado para depois ir para o estágio de reparo.

**Figura 2 Diagrama para falhas ativas e passivas**



Fonte: (BILLINTON, 1996).

**Figura 3 Sequência de eventos após falhas passivas e ativas**



Fonte: (BILLINTON, 1996).

## 2.2 PRÁTICAS DE MANUTENÇÃO

A prática mais antiga de manutenção utilizada é a de apenas realizar a intervenção quando a falha ocorrer, não efetuando nenhuma análise ou planejamento prévios. Este tipo de estratégia pode causar uma série de problemas em decorrência do tempo que será necessário para o reparo, mantendo a instalação inoperante até que o defeito seja sanado (BEN-DAYA, 2009). Além disso, uma interrupção não programada pode trazer consequências a um sistema de transmissão de energia, causando o corte de alimentação de cargas e o consequente prejuízo financeiro.

Este tipo de impacto é minimizado pela execução de manutenção preventiva com intervalos pré-definidos, relacionados às horas de operação de um determinado equipamento, por exemplo. Esta estratégia propicia uma maior confiabilidade, porém tende a ter um custo elevado em função da necessidade de retirar de operação a instalação para cada uma destas intervenções (BEN-DAYA, 2009). Portanto, a escolha da prática de manutenção adotada depende da ponderação entre o risco admitido de falhas e o custo decorrente de atividades de manutenção.

Abaixo são descritos os dois tipos principais de atividades de manutenção: reativa e proativa.

### 2.2.1 Manutenção reativa

A manutenção reativa baseia-se na realização de intervenção apenas quando a falha for detectada, sendo aplicável em sistemas em que a falha de um determinado equipamento não trará graves consequências ou grandes prejuízos ao processo. A manutenção reativa pode ser dividida em duas categorias (BEN-DAYA, 2009):

- **Manutenção corretiva:** a intervenção no equipamento ocorre apenas depois de uma falha ter sido detectada, visando o restabelecimento do sistema.

- **Manutenção de emergência:** atividade de manutenção realizada de maneira imediata visando evitar graves consequências ao sistema. Restrições são aplicadas na frequência de manutenção do equipamento.

### 2.2.2 Manutenção proativa

A manutenção proativa é realizada antes que ocorra a falha do equipamento. Esta estratégia de manutenção é dividida em dois grandes grupos: manutenção preventiva e manutenção preditiva (BEN-DAYA, 2009).

- **Manutenção preventiva:** efetua a manutenção em intervalos pré-determinados para que a probabilidade de falha e a degradação no desempenho do equipamento sejam reduzidos. Estas manutenções podem ocorrer em intervalos constantes, baseados na idade do equipamento ou levando em conta a degradação do equipamento com o passar do tempo, considerando que dispositivo não retorna a uma condição original após uma manutenção preventiva.
- **Manutenção Preditiva:** realizada de uma forma adaptativa, ao contrário da manutenção preventiva, que ocorre em intervalos fixos. A manutenção preditiva pode realizada a partir da avaliação da condição do sistema e dos equipamentos, a partir de parâmetros que são continuamente monitorados, ou através de estimativas de confiabilidade que buscam atingir um equilíbrio entre a eficiência da manutenção e os custos envolvidos.

## 2.3 CONFIABILIDADE EM SUBESTAÇÕES

A confiabilidade de subestações está vinculada principalmente à associação dos seguintes parâmetros:

- **Taxa de falha ( $\lambda$ ):** média de falhas de um equipamento em uma determinada base de tempo.
- **Indisponibilidade (U):** quantidade de tempo em que as instalações estão indisponíveis para fornecimento de energia.
- **Tempo de reparo (r):** tempo de duração de atividades de manutenção corretiva ou preventiva associados aos equipamentos que as compõem.

Em geral, as equações para estes índices podem ser aproximadas por (BILLINTON, 1996):

- Componentes em série:

$$\lambda_s \approx \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad \text{[falhas/ano]} \quad (12)$$

$$U_s \approx \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i \quad \text{[horas/ano]} \quad (13)$$

$$r_s \approx \frac{U_s}{\lambda_s} \quad \text{[horas]} \quad (14)$$

Onde:

$\lambda_s$ : taxa de falhas de elementos em série

$\lambda_i$ : taxa de falhas do elemento i

$U_s$ : indisponibilidade de elementos em série

$r_i$ : tempo de reparo do componente i

$r_s$ : tempo de reparo de elementos em série

- Componentes em paralelo:

$$\lambda_p \approx \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad [\text{falhas/ano}] \quad (15)$$

$$U_p \approx \lambda_p r_p = \lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2 \quad [\text{horas/ano}] \quad (16)$$

$$r_p \approx \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \quad [\text{horas}] \quad (17)$$

Onde:

$\lambda_p$ : taxa de falhas de elementos em paralelo

$\lambda_i$ : taxa de falhas do elemento i

$U_p$ : indisponibilidade de elementos em paralelo

$r_i$ : tempo de reparo do componente i

$r_p$ : tempo de reparo de elementos em paralelo

As equações acima servem de base para o cálculo dos demais eventos, como falhas passivas, falhas ativas e demais eventos combinados, os quais são elencados abaixo:

- Falha passiva de um componente (i):

$$\lambda_{pk} = \lambda_{pi} \quad [\text{falhas/ano}] \quad (18)$$

$$r_{pk} = r_{pi} \quad [\text{horas/ano}] \quad (19)$$

$$U_{pk} = \lambda_{pi} \cdot r_{pi} \quad [\text{horas}] \quad (20)$$

Onde:

$\lambda_{pk}$ : taxa de falhas passivas

$\lambda_{pi}$ : taxa de falhas passivas do elemento i

$U_{pk}$ : indisponibilidade de elementos por falhas passivas

$r_{pk}$ : tempo de reparo em função de falhas passivas

$r_{pi}$ : tempo de reparo do componente i por falhas passivas

- Falha passiva de dois componentes (i, j):

$$\lambda_p = \lambda_{pi} \cdot \lambda_{pj} \cdot (r_{pi} + r_{pj}) \quad [\text{falhas/ano}] \quad (21)$$

$$r_p = \frac{r_{pi} \cdot r_{pj}}{r_{pi} + r_{pj}} \quad [\text{horas/ano}] \quad (22)$$

$$U_p = \lambda_p \cdot r_p \quad [\text{horas}] \quad (23)$$

Onde:

$\lambda_p$ : taxa de falhas de elementos em paralelo

$\lambda_{pi}$ : taxa de falhas passivas do elemento i

$\lambda_{pj}$ : taxa de falhas passivas do elemento j

$r_p$ : tempo de reparo de componentes em paralelo

$r_{pi}$ : tempo de reparo por falhas passivas do componente i

$r_{pj}$ : tempo de reparo por falhas passivas do componente j

$U_p$ : indisponibilidade de elementos em paralelo

- Falha ativa de um componente (i):

$$\lambda_{ak} = \lambda_{ai} \quad [\text{falhas/ano}] \quad (24)$$

$$r_{ak} = S_{ci} \quad [\text{horas/ano}] \quad (25)$$

$$U_{ak} = \lambda_{ai} \cdot S_{ci} \quad [\text{horas}] \quad (26)$$

Onde:

$\lambda_{ak}$ : taxa de falhas ativas

$\lambda_{ai}$ : taxa de falhas ativas do elemento i

$r_{ak}$ : tempo de reparo em função de falhas ativas

$S_{ci}$ : tempo de chaveamento do elemento i para isolamento de falha

$U_{ak}$ : indisponibilidade de elementos por falhas ativas

- Falha ativa de um componente (i) quando outro (j) está isolado para reparo:

$$\lambda_{apk} = \lambda_{pj} \cdot \lambda_{ai} \cdot (S_{cj} + r_{ai}) \quad [\text{falhas/ano}] \quad (27)$$

$$r_{apk} = S_{ci} \quad [\text{horas/ano}] \quad (28)$$

$$U_{apk} = \lambda_{apk} \cdot r_{apk} \quad [\text{horas}] \quad (29)$$

Onde:

$\lambda_{apk}$ : taxa de falhas do conjunto quando um componente sofre falha ativa e o outro está isolado para reparo

$\lambda_{pj}$ : taxa de falhas passivas do elemento j

$\lambda_{ai}$ : taxa de falhas ativas do elemento i

$S_{cj}$ : tempo de chaveamento do elemento j para isolamento de falha

$r_{ai}$ : tempo de reparo do elemento i em função de falhas ativas

$r_{apk}$ : tempo de reparo do conjunto quando um componente sofre falha ativa e o outro está isolado para reparo

$U_{ak}$ : indisponibilidade do conjunto quando um componente sofre falha ativa e o outro está isolado para reparo

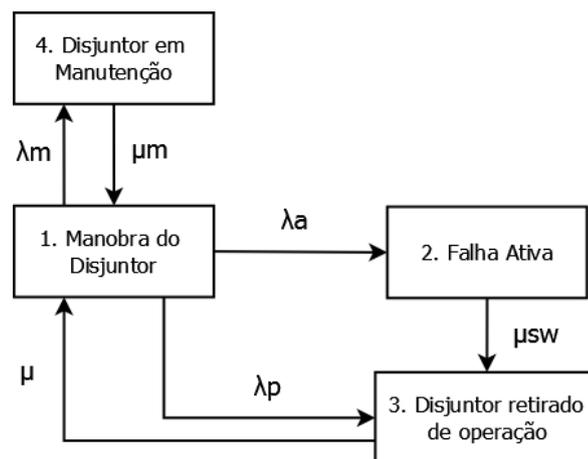
### 2.3.1 Análise de confiabilidade considerando interrupções por manutenção

Em trabalho elaborado por Billinton (2005), foi proposto um método para agregar as interrupções necessárias à manutenção de equipamentos aos índices de confiabilidade de subestações. Esta metodologia leva em conta o fato de que os equipamentos necessitam ser removidos periodicamente de operação para a realização de manutenções preventivas, o que não é considerado em muitos outros estudos referentes a este tema. Foram adotadas as considerações de que os elementos principais de uma subestação são os disjuntores, barramentos e isoladores. Além disso, as seguintes premissas foram seguidas:

- a probabilidade de bloqueio de um disjuntor por falha foi assumida como zero;
- as manutenções preventivas em barramentos foram desconsideradas;
- foi adotado que os isoladores possuem 100% de confiabilidade;
- a probabilidade de ocorrência de falha simultânea de três ou mais equipamentos foi desconsiderada;
- um equipamento não recebe manutenções preventivas se esta atividade gerar corte de carga de consumidor.

Houve a utilização de um diagrama de estados para o disjuntor, indicando seus eventos de operação, falha e manutenção, conforme mostrado na Figura 4. A taxa de transição  $\lambda_m$  do estado 1 até o estado 4 é a taxa de indisponibilidade por manutenção do disjuntor. A taxa de transição  $\mu_m$  do estado 4 até o estado 1 é a taxa de duração da manutenção, sendo recíproca ao tempo médio necessário para o disjuntor que recebeu reparo ser recolocado em serviço. Ainda,  $\lambda_a$  representa a taxa de falha ativa,  $\lambda_p$  a taxa de falha passiva do disjuntor,  $\mu_{sw}$  a taxa de manobra e  $\mu$  a taxa de reparo (BILLINTON, 2005).

**Figura 4 Diagrama de estados para um disjuntor**

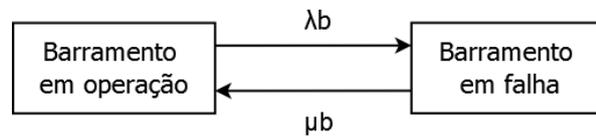


Fonte: (BILLINTON, 1996).

O diagrama de estados para um barramento, indicando sua operação normal e também em modo de falha, é mostrado na Figura 5, onde  $\lambda_b$  é a taxa de indisponibilidade forçada e a

taxa de transição  $\mu_b$  é o tempo de reparo. Como citado anteriormente, a manutenção preventiva de barramentos não é considerada aplicável.

**Figura 5 Diagrama de estados para um barramento**



Fonte: (BILLINTON, 1996).

Após a realização da abordagem sobre itens de confiabilidade, manutenção e de eventos de falha, é possível avançar no próximo capítulo para a apresentação de equipamentos de subestações de alta tensão.

### **3 EQUIPAMENTOS DE SUBESTAÇÕES DE ALTA TENSÃO**

Neste capítulo são apresentados elementos relacionados aos principais equipamentos componentes de uma subestação de alta tensão, assim como a sua evolução com o passar dos anos, suas taxas de falhas e periodicidade de manutenções.

Posteriormente são apresentados dois tipos de equipamentos não convencionais que estão relacionados ao tema central deste trabalho: o DCB e o Módulo Híbrido Compacto.

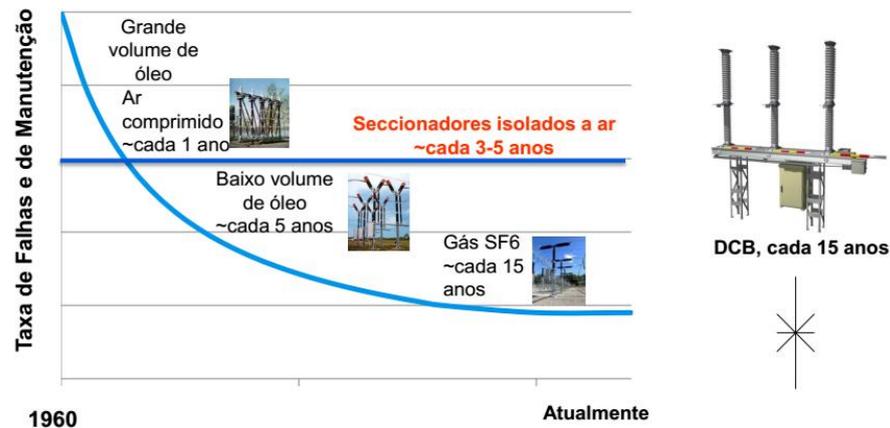
Por fim, são abordados aspectos regulatórios que balizam a topologia de subestações do setor elétrico brasileiro.

#### **3.1 EVOLUÇÃO TECNOLÓGICA DOS EQUIPAMENTOS DE PÁTIO**

Os equipamentos de pátio de subestações, como disjuntores, transformadores de potência e transformadores de instrumentos tiveram evoluções significativas nas últimas décadas, principalmente em relação a suas características construtivas, acarretando melhores índices de confiabilidade.

Um exemplo desta evolução são os disjuntores, conforme a Figura 6, onde são mostradas as mudanças tecnológicas neste equipamento ao longo do tempo e a respectiva redução de taxas de falha e de intervenções de manutenção (KOVALENKO, 2013). Por valer-se do mesmo tipo de tecnologia de disjuntores, o DCB possui índices de manutenção que se equivalem aos de disjuntores isolados a gás SF<sub>6</sub> (SÖLVER, 2008).

**Figura 6 Índices de manutenção de disjuntores ao longo do tempo**



Fonte: (KOVALENKO, 2013).

Um tipo de equipamento que foge desta tendência é o seccionador, que teve pouca evolução construtiva nas últimas décadas e que exige maior periodicidade de manutenção do que os demais (KOVALENKO, 2013).

### 3.2 TAXAS DE FALHA DOS EQUIPAMENTOS DE SUBESTAÇÕES

No ano de 2012, foi publicado um estudo abrangente sobre as taxas de falhas de equipamentos principais de pátio de subestações (CIGRÉ, 2012a). Este estudo coletou dados de empresas de energia em vinte e oito países, adquirindo uma base de dados extensa para a análise dos resultados.

Basicamente, as falhas foram divididas em duas categorias: falhas principais e falhas secundárias (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2002). A partir deste conceito, as falhas dos equipamentos abrangeram os seguintes eventos (CIGRÉ, 2012a):

- Disjuntores e Seccionadores:
  - Falhas principais: equipamento não opera após comando de abertura ou fechamento; equipamento opera sem qualquer comando de abertura ou fechamento; ocorrem falhas na condução de corrente; ocorrem faltas à terra ou entre fases; equipamento travado na posição de aberto ou

- fechado; perda da integridade mecânica de elementos como isoladores; outros.
- Falhas secundárias: existência de vazamento no sistema hidráulico do mecanismo de operação; vazamento de óleo de capacitores de inserção; alteração nas características funcionais mecânicas; alteração nas características funcionais elétricas; alteração nas características funcionais de controle dos sistemas auxiliares; outros.
  - Transformadores de Instrumentos:
    - Falhas principais: falha de isolamento; perda de conexões elétricas no primário ou secundário; falha de elemento isolante interno; perda de integridade mecânica de elementos, como isoladores; precisão fora da tolerância permitida; erro de polaridade; perda da função de circuitos de amortecimento; perda de função de dispositivos de monitoramento; outros.
    - Falhas secundárias: mudanças nas características dielétricas; má conexão elétrica nos terminais primário ou secundário; perda parcial de isolamento; perda parcial de integridade mecânica; alteração de parâmetros de saída no secundário, como precisão e polaridade; alteração das características dos circuitos de amortecimento; alteração de características dos dispositivos de monitoramento; outros.

### **3.3 UTILIZAÇÃO DE SECCIONADORES EM SUBESTAÇÕES**

Os seccionadores são equipamentos utilizados em subestações para realização de manobras e também para garantir o seccionamento visual de ramos específicos dos circuitos, seguindo definição da NR-10 (MTPS, 2016). Estes equipamentos, além de executarem funções

de manobra, são utilizados ainda hoje para garantir o seccionamento do disjuntor do restante do circuito visando atividades de manutenção. Esta filosofia de utilização de seccionadores para isolar o ramo do disjuntor vem sendo mantida durante diversas décadas, baseando-se no conceito de que a periodicidade de manutenção somada às taxas de falhas de disjuntores acarretariam maiores indisponibilidades operativas do que seriam ocasionadas pelos seccionadores. Porém, com a evolução da tecnologia e da forma construtiva dos disjuntores, este quadro se tornou questionável, sendo necessária uma melhor avaliação deste tipo de aplicação (LARSSON, 2010).

Esta informação pode ser observada na Tabela 1, onde a periodicidade de atividades de manutenção nos seccionadores é de uma atividade a cada quatro anos, enquanto que nos disjuntores ocorre um evento a cada 6 anos (SÖLVER, 2000).

**Tabela 1 Dados de manutenção**

Equipamento	Intervalo (ano)	Tempo (h)
Disjuntor	6	6
Seccionador	4	4

Fonte: (SÖLVER, 2000).

Outros estudos apontam que a periodicidade de manutenção de disjuntores, incluindo a completa retirada de operação do circuito principal de alta tensão seria de 15 anos e que a periodicidade de manutenção de seccionadores ocorre entre 2 e 6 anos, dependendo das condições ambientais e de poluição às quais o equipamento é submetido (ANDERSSON, 2011).

A Tabela 2 mostra dados comparativos de falha de disjuntores e de seccionadores (SÖLVER, 2000).

**Tabela 2 Dados de falha**

Equipamento	Taxa de Falha (10 <sup>-6</sup> /h)	Tempo de Reparo (h)
Disjuntor	0,3	48
Seccionador	0,1	8

Fonte: (SÖLVER, 2000).

Os dados apontam que as taxas de falha de seccionadores são menores do que os eventos ocorridos em disjuntores, porém necessitam de maior número de atividades de manutenção durante a sua vida útil.

### 3.4 EQUIPAMENTOS NÃO CONVENCIONAIS

Nos últimos 20 anos, novas tecnologias de equipamentos de pátio vêm surgindo para utilização em subestações isoladas a ar (AIS), que são predominantes no Brasil. Estes equipamentos visam principalmente um aumento na confiabilidade de operação e manutenção, através da redução das taxas de falha e do número de intervenções programadas ao longo de sua vida útil, seguindo a premissa de que a disponibilidade de uma subestação é fortemente dependente de sua topologia e de seus equipamentos (SÖLVER, 2000).

Neste grupo de novos equipamentos está inserido o DCB, surgido no início dos anos 2000, que agrega as funções de disjuntor e de seccionador no mesmo elemento, apresentando uma taxa de confiabilidade equivalente aos disjuntores SF<sub>6</sub> (SÖLVER, 2008), além de permitir redução da área necessária para a construção de subestações. Desta forma, a possibilidade de supressão de seccionadores através da utilização deste equipamento apresenta-se como uma alternativa a ser avaliada para a melhoria de índices de confiabilidade e redução de intervenções de manutenção.

Outro equipamento não convencional que se apresenta como alternativa para substituição de equipamentos utilizados com maior frequência são os chamados módulos

híbridos compactos, os quais possuem componentes imersos em gás SF<sub>6</sub>, semelhante a uma instalação GIS, mas com buchas de transição para conexão a barramentos isolados a ar.

### **3.4.1 *Disconnecting Circuit Breaker (DCB)***

Visando cumprir a função de um conjunto seccionador somado a um disjuntor, foi desenvolvido o *Disconnecting Circuit Breaker* (DCB) no início dos anos 2000, que consiste em um disjuntor com a tecnologia SF<sub>6</sub> que possui maior espaçamento entre os contatos da parte ativa na sua posição de “aberto”, garantindo um maior nível de isolamento, somando esta característica a um intertravamento elétrico e também mecânico, tendo a possibilidade de conter também uma chave de aterramento agregada ao conjunto. O conceito do DCB consiste em um disjuntor contendo um dispositivo próprio de bloqueio. Tais sistemas de intertravamento e bloqueio são simplificados em comparação com os equipamentos tradicionais, garantido maior segurança para os profissionais de manutenção e operação, assim como aos equipamentos adjacentes. Estes elementos agregados aos isoladores compostos de silicone, ao invés de material cerâmico, garantem maior segurança para as equipes mantenedoras.

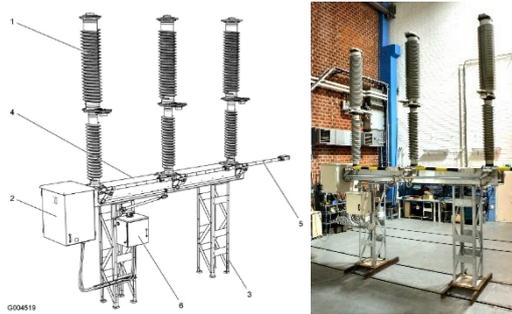
Este equipamento apresenta as funcionalidades tanto de interrupção durante falta quanto de seccionamento (apesar deste não ocorrer de forma visual), apresentando confiabilidade equivalente a um disjuntor comum em SF<sub>6</sub> (SÖLVER, 2008), necessitando de atividades de manutenção com menor frequência do que um seccionador convencional, por exemplo. Estas características agregam tanto a funcionalidade de um disjuntor quanto de um seccionador, possibilitando a supressão do segundo (LARSSON, 2010).

Pelo fato de o DCB agregar as funções tanto de disjuntor quanto de seccionador, ele deve atender os requisitos das normas de disjuntores, IEC 62271-100 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2008), de seccionadores, IEC 62271-102 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2018), e também à norma

específica de DCB, IEC 62271-108 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2005).

A Figura 7 mostra o equipamento tanto em projeto como em sua versão construída.

**Figura 7 *Disconnecting Circuit Breaker***



Fonte: (KOVALENKO, 2013).

Para efetuar a avaliação de disponibilidade de um equipamento ou subestação devem ser considerados os tempos de manutenção, taxas de manutenção, taxa de falhas e tempo de reparo, sendo que os dados de taxas de falha e de tempo de reparo são baseados em estatísticas de empresas de transmissão de energia e as taxas de manutenção e sua respectiva duração são baseados nos manuais de operação emitidos pelos fabricantes dos equipamentos (LARSSON, 2010).

Com o passar dos anos, as taxas de manutenção de disjuntores foram reduzidas, em função de melhorias nos componentes do equipamento, melhorias em termos de projeto, assim como a evolução do meio isolante. Atualmente, a taxa de manutenção dos disjuntores SF<sub>6</sub> é de um evento a cada 15 anos.

Os seccionadores, conforme já citado anteriormente, são equipamentos que não tiveram evoluções consideráveis em seu projeto, mantendo um intervalo de manutenção entre 2 e 6 anos. Este é um dos motivos pelos quais a utilização de seccionadores para isolar o ramo do circuito de um disjuntor para manutenção, garantindo uma maior disponibilidade do barramento, é questionável (LARSSON, 2010). Além disso, face aos dados de manutenção

elencados, deve também ser avaliada a filosofia de posicionar o elemento de periodicidade de eventos de manutenção, o seccionador, de forma adjacente ao elemento mais importante da subestação, o barramento, o que poderia reduzir a disponibilidade de operação deste barramento (LARSSON, 2010).

A Tabela 3 faz uma comparação entre os dados de manutenções programadas de disjuntores e seccionadores de 145 kV:

**Tabela 3 Manutenções programadas**

Equipamento	Intervalo (ano)	Tempo (h)
Disjuntor	15	10
Seccionador	5	4

Fonte: (LARSSON, 2010).

Estudos já foram desenvolvidos no sentido de substituição de seccionadores e dos disjuntores tradicionais por um DCB, visando agregar maior confiabilidade, mesmo que modificando o arranjo da subestação de Barra Dupla para Barra Simples Seccionada.

A utilização de DCB já foi sugerida inclusive para instalações voltadas para a produção de óleo e gás em locais distantes e de baixas temperaturas, em função da baixa frequência de indisponibilidade por manutenções periódicas apresentadas por este equipamento (ANDERSSON, 2011).

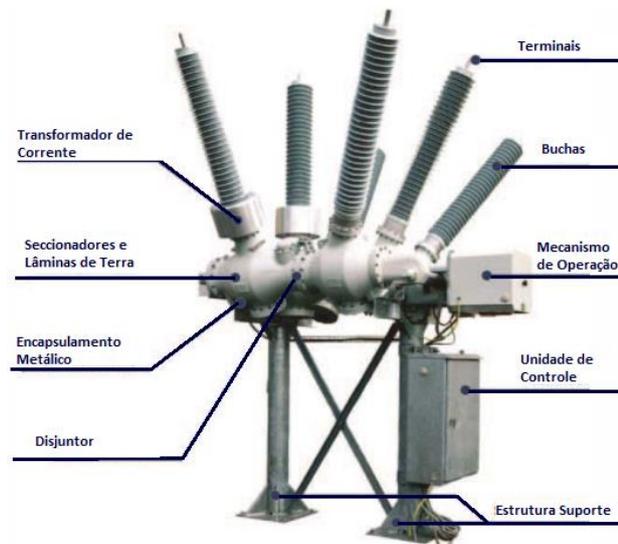
### **3.4.2 Módulo Híbrido Compacto**

Os Módulos Híbridos Compactos se tratam de uma tecnologia intermediária entre os equipamentos isolados a ar (AIS) e os equipamentos com isolamento a gás (GIS), sendo considerada uma categoria de isolamento mista, *Mixed Technology Switchgear* (MTS). Este tipo de tecnologia é chamado desta forma em função do fato de que a conexão entre os módulos é realizada através de barramentos isolados a ar (KOVALENKO, 2014). Basicamente, estes equipamentos possuem um chassi metálico que acondiciona um disjuntor, seccionadores, chave

de aterramento, transformadores de instrumentos e para-raios, tendo como isolamento interna o gás SF<sub>6</sub>, sendo muito similares aos componentes de uma GIS. A diferença básica deste tipo de equipamento para os módulos completos em GIS é que estes módulos não possuem os barramentos em sua composição interna. O módulo possui buchas que fazem a transição entre o meio de isolamento a gás para o ar, permanecendo o uso de barramentos convencionais externos ao equipamento (FUECHSLE, 2008).

Existe ainda a possibilidade de suprimir componentes internos do módulo híbrido visando a utilização de equipamentos convencionais, isolados a ar, como transformadores de corrente e para-raios, de acordo com a preferência da empresa transmissora de energia que irá utilizar o módulo. A Figura 8 abaixo mostra como é composto o Módulo Híbrido Compacto.

**Figura 8 Módulo Híbrido Compacto**



Fonte: (QUINTANA, 2015).

Além da vantagem de ser extremamente compacto, este tipo de equipamento ainda tem o benefício de não possuir seccionadores expostos à poluição, poeira, contaminação salina, já que os mesmos são isolados em gás SF<sub>6</sub>, reduzindo a demanda de manutenção e aumentando a disponibilidade da subestação (QUINTANA, 2015).

A utilização dos módulos híbridos ocorre basicamente no caso de novas instalações ou de *upgrade ou retrofit* de instalações existentes. No caso de *retrofit*, a instalação de módulos com tecnologia MTS oferece as seguintes vantagens (FUECHSLE, 2008):

- reconstrução ou ampliação com tempo de interrupção reduzido;
- espaço necessário reduzido para instalação;
- baixo esforço de engenharia;
- baixo esforço na aplicação de materiais (fundações, estruturas);
- aumento da confiabilidade e disponibilidade.

Areladas ao número de terminais de saída, as versões mais comuns de módulos híbridos compactos são (QUINTANA, 2015):

- **Barra Simples:** equipamento possui um conjunto de terminais de entrada e um conjunto de terminais de saída. Os módulos híbridos com esta configuração normalmente possuem um disjuntor, um conjunto de seccionadores e um conjunto de lâminas de aterramento. Também pode conter os transformadores de corrente e de potencial em seu chassi.
- **Barra Dupla:** equipamento possui um conjunto de terminais de entrada e dois conjuntos de terminais de saída. Assim como o módulo de barra simples, possui disjuntor, seccionadores, lâminas de aterramento, tendo a possibilidade de conter também transformadores de instrumentos. Normalmente, esta configuração é utilizada em subestações que possuem duas barras de operação.

Em estudo comparativo de viabilidade de implantação e confiabilidade de subestações AIS e GIS (NAGARSHETH, 2014), os módulos híbridos compactos são elencados como uma ótima opção para subestações, agregando vantagens tanto de equipamentos GIS quanto as facilidades de instalações AIS. Características vantajosas como a confiabilidade equivalente a equipamentos GIS, facilidade de expansão, menor necessidade de área em comparação com

instalações AIS, flexibilidade de *layout*, possibilidade de escolher quais equipamentos devem ser incluídos no chassi e quais podem ser adquiridos com tecnologia convencional e necessidade reduzida de infraestrutura civil credenciam este tipo de equipamento como uma escolha viável.

Os módulos híbridos compactos são capazes de cumprir as mesmas funções que são executadas por equipamentos convencionais, podendo ser aplicados em subestações com as configurações de Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla e Disjuntor Duplo (BDDD), Disjuntor e Meio (DJM) e Barra Simples (BS).

### **3.5 ASPECTOS REGULATÓRIOS**

Do ponto de vista de regulação do setor elétrico brasileiro, existem pré-requisitos a serem atendidos por subestações com tensões de barramentos a partir de 230 kV, utilizando isolamento a ar (ONS, 2016). Dois tipos de condições podem ser aplicados: Condições Básicas e Condições Especiais.

#### **3.5.1 Condições Básicas**

São consideradas as condições básicas conforme dados abaixo, separados por classe de tensão:

- Barramentos com tensões de 230 kV: arranjo barra dupla a quatro chaves, com disjuntor simples;
- Barramentos de tensão igual ou superior a 345 kV: arranjo barra dupla com disjuntor e meio.

Estas seriam as condições usualmente implantadas para as subestações brasileiras de alta tensão, conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) através da Rede Básica.

### 3.5.2 Condições Especiais

Além dos arranjos convencionais listados anteriormente, existem condições especiais de arranjo de subestações que podem ser implantados em detrimento de topologias convencionais, desde que pré-requisitos de confiabilidade sejam comprovados pela concessionária (ONS, 2016):

- Arranjos de barramento alternativos podem ser utilizados, incluindo os que possuem tecnologia de isolamento a SF<sub>6</sub>, desde que seja comprovado que possuem desempenho igual ou superior às topologias convencionais. Para que isto ocorra, devem ser apresentados estudos de confiabilidade, flexibilidade operativa e disponibilidade. Além disso, estas instalações não podem comprometer o desempenho da Rede Básica, ou causar restrições às instalações a elas conectadas.
- Para barramentos de 230 kV, operando e, sistemas radiais simples, é permitida a utilização de arranjo em barra principal e transferência, desde que a instalação já esteja projetada para uma evolução para o arranjo barra dupla a quatro chaves.

Desta forma, a regulação do Setor Elétrico Brasileiro permite a aplicação de arranjos não convencionais de subestações, abrindo a possibilidade de utilização de equipamentos mais modernos, desde que os mesmos apresentem um bom desempenho operativo. Esta abertura permite a utilização de equipamentos como os módulos híbridos e o DCB, por exemplo, inclusive viabilizando novas soluções para arranjos eletromecânicos.

### 3.5.3 Estado da Arte

Os requisitos de disponibilidade de subestações convencionais isoladas a ar são normalmente atingidos através da utilização de sistemas com barras múltiplas. Porém, os sistemas com barras múltiplas necessitam de uma grande quantidade de seccionadores e

também de espaço para cumprir suas funções. Desta forma, com este tipo de arranjo contendo inúmeros seccionadores, é necessário um maior volume de atividades de manutenção, incorrendo em uma possível redução nos índices de disponibilidade das instalações. Uma das formas de atingir uma maior disponibilidade no fornecimento de energia pode ocorrer a partir da utilização de equipamentos que acarretem menor demanda de manutenção somada à execução de arranjos eletromecânicos adequados de subestações (OLOVSSON, 2005).

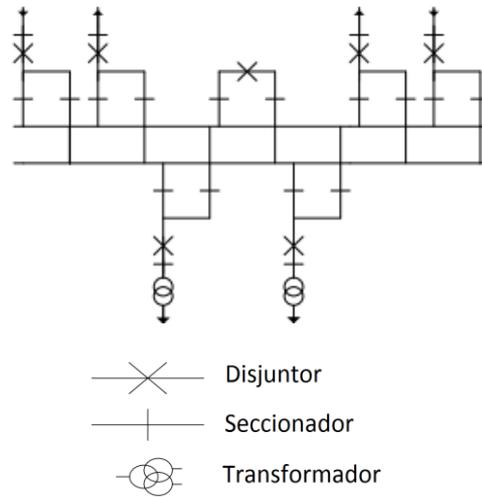
Diversas publicações têm sido realizadas propondo a utilização de equipamentos como o DCB e Módulos Híbridos, fazendo avaliações sobre a confiabilidade de topologias de subestações com a utilização destes elementos.

Segundo Larsson (2010), a busca por um equipamento que eliminasse a utilização de seccionadores convencionais surgiu no final dos anos 90, em função da sua necessidade de manutenções mais frequentes em comparação com os disjuntores. O autor cita também que a disponibilidade de operação de uma subestação é dependente dos seguintes fatores:

- Disponibilidade da energia recebida;
- Número de transformadores que estão aptos a fornecer carga;
- Disponibilidade dos equipamentos dos módulos de conexão;
- Topologia da subestação.

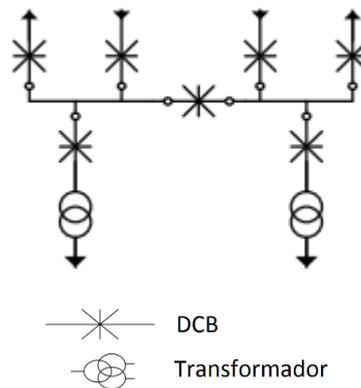
A utilização de um DCB possibilita, em grande parte dos casos, a migração de um arranjo com barra dupla com três chaves para um arranjo de barra simples seccionada com a manutenção dos índices de confiabilidade ou até com um incremento nos mesmos (LARSSON, 2010). As Figuras 9 e 10 mostram as topologias utilizadas no estudo citado para comparação, e a Figura 11 mostra os resultados de indisponibilidade obtidos em cada caso:

**Figura 9 Arranjo de subestação convencional**



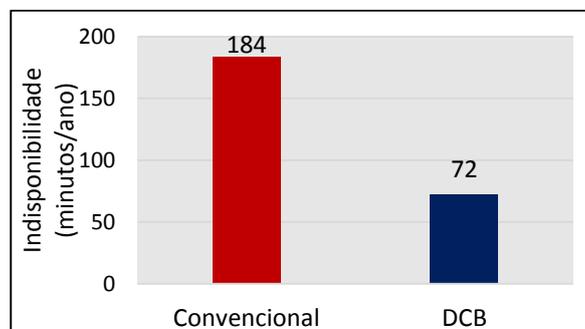
Fonte: (LARSSON, 2010).

**Figura 10 Arranjo com utilização de DCB**



Fonte: (LARSSON, 2010).

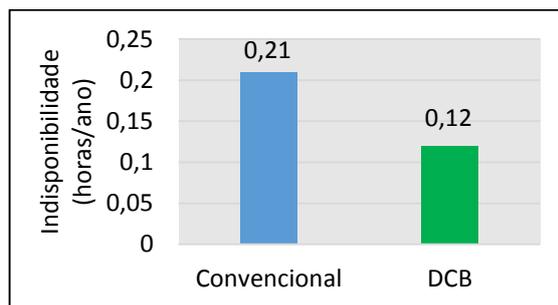
**Figura 11 Indisponibilidade de subestação 132 kV por manutenção**



Fonte: (LARSSON, 2010).

Outro fator que influencia na necessidade de manutenção mais frequente em seccionadores e também num maior risco de falhas é a exposição dos contatos principais à poluição atmosférica e industrial, algo que não ocorre no DCB, pelo fato dos mesmos serem encapsulados (OLOVSSON, 2005). Os autores citam como algumas das vantagens obtidas com a utilização do DCB a maior disponibilidade e a redução dos custos de manutenção. Neste trabalho citado foi realizada uma comparação entre topologias de subestações utilizando equipamentos convencionais e utilizando o DCB com a supressão de seccionadores. Foram apresentados ganhos tanto no tempo necessário para manutenções programadas, conforme já abordado anteriormente, quanto nos períodos de indisponibilidade decorrentes de falhas, o que é mostrado na Figura 12.

**Figura 12 Tempo de indisponibilidade de subestação 132 kV por falhas**



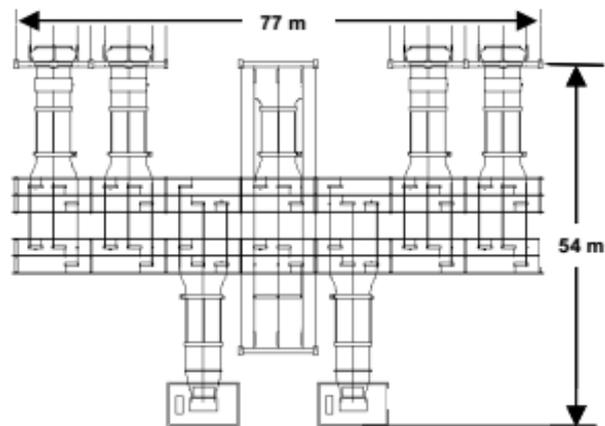
Fonte: (OLOVSSON, 2005).

No estudo de Zhang (2015), é abordada a utilização do DCB em substituição ao conjunto de seccionadores e disjuntores, indo de encontro aos motivos já citados anteriormente. São apresentados dados estatísticos obtidos a partir de empresas de energia em diversos países indicando que, após a substituição do conjunto citado por DCB na classe de tensão de 110 kV, o tempo de indisponibilidade decorrente de manutenções programadas caiu de 3,1 horas por ano por disjuntor para 1,2 horas por ano por DCB. Além disso, foi verificada uma queda na indisponibilidade decorrente de falhas, assim como redução em 20% do número de

equipamentos das instalações, reduzindo os recursos necessários de manutenção (ZHANG, 2015).

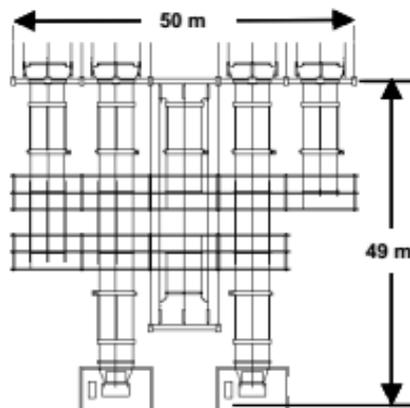
A redução da área necessária para a construção de subestações é especialmente relevante em áreas urbanas, onde o valor referente à parte fundiária é considerável. A partir da aplicação de DCB é possível uma grande redução no terreno necessário para implantação das instalações, reduzindo o investimento financeiro neste item. Realizando uma análise comparativa entre topologias equivalentes, a utilização de DCB ao invés de equipamentos convencionais possibilita redução de área que pode chegar a mais de 40% (OLOVSSON, 2005).

**Figura 13 Subestação com topologia convencional**



Fonte: (OLOVSSON, 2005).

**Figura 14 Topologia com aplicação de DCB reduzindo área da subestação**



Fonte: (OLOVSSON, 2005).

A partir de estudo de Chareonsrikasem (2012), foi proposta pelos autores a modificação do arranjo eletromecânico existente de Barra Principal e Transferência para Barra Dupla Disjuntor Duplo, através da inserção de um módulo híbrido compacto em substituição ao seccionador que estava conectado à Barra de Transferência. Neste estudo, a taxa de falhas de seccionadores foi considerada desprezível, diferentemente de outros estudos, pois foi adotada a premissa de que as operações de manobra são efetuadas sem carga (o que ocorre em praticamente todos os casos) e de que a concessionária de energia em questão normalmente utiliza seccionadores apenas com acionamento manual, o que reduz a taxa de falha causada pelo mecanismo de manobra motorizado.

Foram considerados nos cálculos para a obtenção dos resultados finais apenas os eventos que causariam a interrupção do fornecimento de energia ao consumidor. Não foram considerados os eventos de manutenção programados nas taxas de interrupção, supondo que estes eventos são normalmente agendados de forma adequada e que não indisponibilizam a FT. Além disso, caso o componente em falha pudesse ser isolado através de seccionadores, ao mesmo foi atribuído o valor de 0,5 h como tempo de chaveamento para isolamento do elemento em falha (CHAREONSRIKASEM, 2012).

O resultado em termos de confiabilidade foi considerado satisfatório pelos autores, visto que dois fatores contribuíram para a melhoria dos índices de disponibilidade e para a queda da taxa de falha do sistema como um todo: a utilização de uma topologia mais confiável e a instalação de um equipamento que possui taxa de falha e demanda periódica de manutenção reduzidas.

Alguns fatores, além dos elencados pelos autores citados, devem ser também avaliados quanto às questões de taxas de falhas individuais de cada equipamento. Apesar de aumentar o número de equipamentos nos módulos de conexão, os seccionadores proporcionam uma maior flexibilidade operativa no caso de falhas e também no caso de existir necessidade de isolar

ramos dos circuitos para a manutenção de equipamentos. Em topologias amplamente utilizadas no Brasil, como Barra Dupla a Quatro Chaves (BD4) e Barra Principal e Transferência (BPT), existe uma razoável redundância entre os componentes dos módulos de conexão, possibilitando a retirada de serviço de dispositivos para manutenção ou fazendo seu isolamento em caso de falha, mantendo em operação a função de transmissão.

Em alguns dos casos propostos pelos autores citados neste capítulo, observou-se que as topologias tanto no caso de equipamentos convencionais, quanto utilizando DCB ou módulo híbrido, os ramos dos circuitos não possuíam redundância, como mostrado nas Figuras 9 e 10. Este fato se mostra extremamente crítico no cenário do setor elétrico brasileiro, visto que o custo de indisponibilidade por hora de uma linha de transmissão de 230 kV frequentemente é da ordem de R\$ 100.000,00 (CEEE-GT, 2018). Portanto, retirar de operação uma instalação de transmissão inteira para manutenção de um único componente não é desejável, sendo a redundância de elementos extremamente relevante. Assim como, no caso de falha de um elemento, é desejável que o equipamento em falha possa ser isolado rapidamente, retomando a operação da função de transmissão. Desta forma, com a operação retomada, o componente isolado pode ser reparado adequadamente, reduzindo o impacto financeiro do evento.

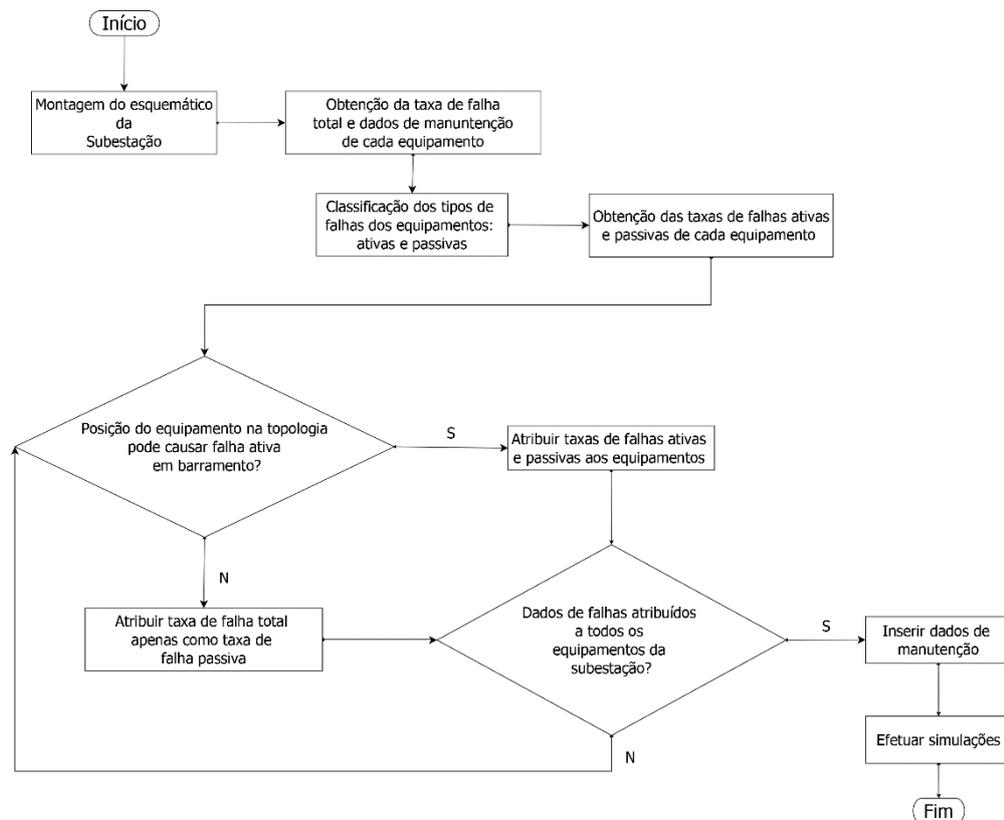
Portanto, este estudo visa trazer este tipo de avaliação ao setor elétrico brasileiro, fazendo uma comparação entre topologias convencionais que proporcionam redundância, como BD4 e BPT, e topologias não convencionais utilizando DCB e módulo híbrido, tanto em casos com redundância de equipamentos nos ramos, estabelecendo caminhos paralelos, quanto tendo apenas um circuito série para atendimento da carga. Com este tipo de avaliação, será possível mensurar as possíveis vantagens da aplicação destas tecnologias no cenário brasileiro.

## 4 METODOLOGIA

A metodologia proposta para este trabalho é descrita neste capítulo, tendo como objetivo principal a verificação da confiabilidade de subestações a partir da utilização de equipamentos não convencionais em seus módulos de conexão, fazendo a devida comparação destes resultados com as topologias convencionais. A topologia Barra Dupla a Quatro Chaves Convencional (BD4), por ser a mínima configuração aceitável para a classe de 230 kV no Brasil (ONS, 2016), é definida como referencial comparativo para todos os casos.

A Figura 15 mostra resumidamente um fluxograma da metodologia proposta neste estudo, com as suas respectivas etapas.

**Figura 15 Fluxograma da metodologia para cálculo de confiabilidade**



Fonte: Elaborado pelo autor.

Resumidamente, as etapas indicadas na Figura 15 que compõem a metodologia proposta são listadas abaixo:

1. Início;
2. Montar esquema da subestação, listando os equipamentos utilizados no caso estudado;
3. Com os equipamentos definidos, devem ser obtidas as taxas de falhas totais de cada um deles;
4. Classificar dentre as falhas totais as taxas de falhas passivas e ativas, por característica de falha, obtendo seus índices;
5. Verificar a influência da posição do equipamento na topologia para ocorrência de falha ativa e atribuir as respectivas taxas;
6. Inserir taxas de manutenção;
7. Efetuar simulações;
8. Fim.

A sequência de ações propostas pela metodologia visando o cálculo de confiabilidade são descritas detalhadamente nas seções seguintes, a partir da etapa posterior à montagem do esquemático da subestação.

#### **4.1 ESTABELECIMENTO DAS TAXAS DE FALHA DE EQUIPAMENTOS**

Como etapa inicial para o desenvolvimento dos estudos de confiabilidade de subestações, é necessária a obtenção dos dados de confiabilidade de cada equipamento de maneira individual, parâmetros estes que são os dados de entrada necessários para as simulações das diferentes topologias de subestações. Basicamente, os parâmetros de entrada para o cálculo de confiabilidade de subestações são: taxa de falhas passivas ( $\lambda_p$ ), tempo de

reparo ( $r_p$ ), taxa de falhas ativas ( $\lambda_a$ ), tempo de chaveamento ( $S_c$ ), a taxa de manutenção ( $\lambda_m$ ) e tempo médio de manutenção do componente ( $r_m$ ).

Os equipamentos considerados como passíveis de falhas são: disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores de instrumentos e barramentos. As falhas ocorridas em para-raios são desconsideradas, assim como em outros estudos (CIGRÉ, 2012a).

A Tabela 4 apresenta os resultados obtidos em termos de taxas de falhas totais de disjuntores (CIGRÉ, 2012b), seccionadores (CIGRÉ, 2012c), transformadores de instrumentos (CIGRÉ, 2012d) e de barramentos (WANG, 2013).

**Tabela 4 Frequência de falhas de equipamentos de pátio**

Equipamento	Taxa de falhas (falhas/ano)	
	AIS	GIS
Disjuntor	0,0048	0,0014
Seccionador	0,0029	0,0005
Transformador de Instrumentos	0,00088	0,00004
Barramento	0,003	-

Fonte: (CIGRÉ, 2012b, 2012c, 2012d; 2012e; WANG, 2013).

Visando a correta simulação dos índices de confiabilidade, é necessário dividir os eventos de falhas passivas e de falhas ativas de cada equipamento a partir dos dados de entrada.

Esta etapa utiliza os dados disponíveis de modos de falha ocorridos nos equipamentos (CIGRÉ, 2012a). Os tipos de falhas ocorridas nos diferentes equipamentos, sua quantificação em valores absolutos e as suas respectivas classificações são mostradas na Tabela 5 (disjuntores), Tabela 6 (seccionadores) e Tabela 7 (transformadores de instrumentos):

**Tabela 5 Tipos de falhas de disjuntores**

Disjuntor				
Tipos de Falhas	AIS		GIS	
	Ativa	Passiva	Ativa	Passiva
Não fecha ao comando	-	25,1	-	3,1
Não abre ao comando	12,7	-	3,7	-
Fecha sem comando	-	0,2	-	-
Abre sem comando	-	5	-	0,3
Falha na condução de corrente	-	1,3	-	-
Curto circuito diverso	6,9	-	2,9	-
Equipamento travado em posição aberta ou fechada *	22,3	-	-	2,9
Perda de integridade mecânica	-	7	-	1
Outros	-	4,5	-	0,8
Total	41,9	43,1	6,6	8,1

Fonte: (CIGRÉ, 2012b, 2012e) e adaptado pelo autor.

**Tabela 6 Tipos de falhas de seccionadores**

Seccionador sem lâmina de terra				
Tipos de Falhas	AIS		GIS	
	Ativa	Passiva	Ativa	Passiva
Não opera ao comando	-	1054	-	130
Opera sem comando	7		-	-
Falha na condução de corrente	-	19	-	-
Curto circuito diverso	37		21	-
Equipamento travado em posição aberta ou fechada *	-	100	-	6
Perda de integridade mecânica	-	215	-	1
Outros	-	65	-	6
Total	44	1453	21	143

Fonte: (CIGRÉ, 2012c, 2012e) e adaptado pelo autor.

**Tabela 7 Tipos de falhas de transformadores de instrumentos**

Transformadores de Instrumentos				
Tipos de Falhas	AIS		GIS	
	Ativa	Passiva	Ativa	Passiva
Falha dielétrica interna	284	-	2	-
Falha dielétrica externa	22	-	1	-
Perda de integridade de conexões do primário	17	-	2	-
Perda de integridade de conexões do secundário	43	-	0	-
Vazamento do meio de isolamento	-	73	-	17
Perda de integridade mecânica	-	54	-	1
Perda de exatidão	-	40	-	0
Falsas leituras	-	19	-	0
Perda de função dos circuitos de damping	-	4	-	0
Perda de monitoramento (pressão de óleo, densidade de SF <sub>6</sub> )	-	12	-	3
Outros	-	72	-	0
Total de falhas	366	274	5	21

Fonte: (CIGRÉ, 2012d, 2012e) e adaptado pelo autor.

Visando obter as taxas de falhas ativas e passivas para cada equipamento, utilizou-se as equações (30) e (31), as quais multiplicam a taxa de falhas global dos componentes pelo percentual de ocorrência de cada tipo de falha.

$$\lambda_a = \lambda \cdot \frac{n_a}{n_t} \quad [\text{falhas ativas/ano}] \quad (30)$$

$$\lambda_p = \lambda \cdot \frac{n_p}{n_t} \quad [\text{falhas passivas/ano}] \quad (31)$$

Onde:

$\lambda$ : taxa de falhas total

$n_a$ : número de falhas ativas

$n_b$ : número de falhas passivas

$n_t$ : número total de falhas

A Tabela 8 abaixo indica o resultado da separação dos eventos entre falhas passivas e falhas ativas para cada tipo de equipamento, a partir das equações (30) e (31).

**Tabela 8 Falhas ativas e passivas de equipamentos**

Equipamento	AIS		GIS	
	$\lambda_a$ (falhas/ano)	$\lambda_p$ (falhas/ano)	$\lambda_a$ (falhas/ano)	$\lambda_p$ (falhas/ano)
Disjuntor	0,00237	0,002434	0,0006286	0,000771
Seccionador	8,7E-5	0,002813	6,402E-5	0,000436
Transformador de Instrumentos	0,00151	0,00113	2,31E-5	9,69E-5
Barramento	0,003	-	-	-

Fonte: (CIGRÉ, 2012b, 2012c, 2012d, 2012e; WANG, 2013) e adaptado pelo autor.

#### 4.2 INFLUÊNCIA DA TOPOLOGIA DA SUBESTAÇÃO NOS TIPOS DE FALHAS

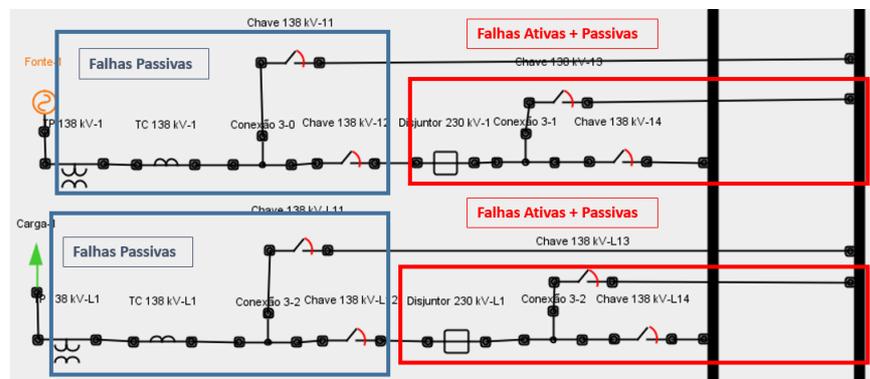
Neste estudo, foram adotadas premissas que diferenciaram a distribuição dos tipos de falhas dos equipamentos de acordo com a sua posição no módulo de conexão, avaliando se o mesmo poderia causar um desarme de barramento ou se apenas o disjuntor do próprio módulo seria aberto.

Desta forma, a Figura 16 mostra uma topologia de subestação com arranjo BD4, indicando visualmente o tipo de separação de tipos de falhas de equipamentos de acordo com a sua posição na topologia da subestação.

Assume-se que os elementos na Figura 16, posicionados à esquerda do disjuntor do módulo, como chave isoladora de disjuntor e transformadores de instrumentos, possam causar apenas eventos de falha passiva, considerando um correto funcionamento do disjuntor atrelado a este sistema, isolando apenas os equipamentos deste módulo de conexão. Nestes casos, a taxa de falhas utilizada como passiva foi composta pela taxa de falhas total dos equipamentos.

No caso dos equipamentos posicionados entre o disjuntor do módulo e o barramento, também exemplificados na Figura 16, considera-se que a ocorrência de falhas ativas nos equipamentos provoca o acionamento de outros dispositivos de proteção que não os do seu próprio módulo, causando a perda completa do barramento ao qual estes equipamentos estejam conectados. Portanto, nestes casos, são consideradas as falhas ativas e também as falhas passivas.

**Figura 16 Esquema de tipos de falhas em subestações**



Fonte: Elaborado pelo autor.

Portanto, do ponto de vista da subestação como um todo, e não apenas do equipamento de maneira isolada, as falhas ativas e falhas passivas adotam a seguinte definição:

- **Falha Passiva:** remoção de operação apenas do componente em falha e dos demais elementos que estejam em série com o mesmo, sem atuação de dispositivos de proteção de módulos adjacentes na subestação.
- **Falha Ativa:** remoção do próprio equipamento em falha quanto dos demais equipamentos que estejam operando corretamente, gerando uma falha completa no barramento da subestação em função de atuação de dispositivos de proteção.

A comparação de resultados de confiabilidade consiste na avaliação do resultado do módulo de conexão como um todo, onde aspectos atrelados a sua topologia e ao tipo de equipamento utilizado têm impacto direto.

Resumidamente, as principais premissas adotadas para a execução das simulações são listadas abaixo:

- Foram consideradas as contingências simples e duplas nas análises. Contingências triplas não foram consideradas, por serem eventos de ocorrência rara.
- Os casos foram avaliados sem considerar restrição de carga pelas fontes, ou seja, supõe-se que uma fonte é capaz de alimentar plenamente o restante da subestação.
- Dados de falha e de manutenção utilizados levam em conta a posição do equipamento no módulo, conforme elencado nas Tabelas 9 e 10.
- As falhas de TPs e TCs foram classificadas como ativas e também passivas apenas nas configurações DJM e BDDD. Nos demais casos, suas falhas foram enquadradas apenas como passivas, considerando que sua proteção é plenamente atendida pelo disjuntor do módulo de conexão em que estiverem posicionados.
- Seccionadores foram divididos em três categorias, cada um tendo as suas taxas de falhas classificadas conforme a posição no módulo de conexão:
  - Seccionadores isoladores de disjuntor (Sec. Isolador): seccionadores que servem para isolar o disjuntor do módulo de conexão em caso de manutenção ou falha.
  - Seccionadores seletores de barra (Sec. Barra): seccionadores utilizados para seleção do barramento em que será conectado o módulo de conexão.
  - Seccionadores de by-pass (Sec. By-pass): seccionadores que contornam o ramo do circuito do disjuntor em caso de falha do mesmo.

- As atividades de manutenção preventiva em TPs e TCs seriam realizadas apenas em eventos de retirada de operação de outros equipamentos, como disjuntores e seccionadores.
- Não foram considerados nas análises os para-raios, os quais possuem taxas de falhas reduzidas.
- Não foram consideradas subestações contendo transformadores, já que as simulações visam uma comparação entre equipamentos de manobra. Desta forma, a utilização de transformadores não iria agregar informações relevantes ao estudo.

As premissas adotadas consideraram diferentes impactos de falhas ativas e falhas passivas dependendo da posição do equipamento no módulo de conexão. As falhas de disjuntores foram atribuídas conforme estabelecidas na Tabela 8. Considerou-se que os seccionadores posicionados entre o disjuntor do módulo e o barramento teriam suas falhas conforme Tabela 9 (AIS) e Tabela 10 (MTS). Assumiu-se que, no caso de falha dos seccionadores posicionados entre a linha de transmissão e o disjuntor, haveria atuação apenas do disjuntor do próprio módulo, não retirando outros elementos de operação e não causando uma falha ativa. Além disso, no caso de falha de seccionador de *bypass* que necessite de atuação de proteção, assumiu-se que apenas o disjuntor de interbarras atuará, não causando evento de falha ativa.

Quanto às atividades de manutenção preventiva, todos os equipamentos seguiram a periodicidade e os tempos para manutenção listados anteriormente, exceto os TPs e TCs, os quais sairiam de operação para manutenção apenas em atividades programadas de outros equipamentos. No caso dos barramentos, não foram consideradas atividades de manutenção programadas e todas as suas falhas foram consideradas como ativas.

Definiu-se a confiabilidade de um DCB como equivalente a de um disjuntor convencional isolado a gás SF<sub>6</sub> (SÖLVER, 2008). Desta forma, os dados de taxas de falha e relativos à periodicidade de manutenção atribuídos ao DCB foram oriundos de disjuntores convencionais.

Quanto aos transformadores de instrumentos, foram consideradas as taxas de falha normalmente, porém não foram incluídos como dados de entrada as manutenções periódicas destes equipamentos de maneira individual, adotando-se a premissa de que as intervenções preventivas destes equipamentos ocorreriam apenas durante um evento simultâneo de manutenção de outros equipamentos, como disjuntores e seccionadores, e também onde fosse necessária uma paralisação do módulo para realização das atividades.

Os valores de taxas de falhas e de eventos de manutenção obtidos a partir das premissas listadas acima foram consolidados na Tabela 9 para equipamentos AIS.

**Tabela 9 Falhas ativas, passivas e dados de manutenção de equipamentos AIS**

Equipamento	Falha Ativa		Falha Passiva		Manutenção	
	$\lambda_a$ (f/a)	$t_a$ (h)	$\lambda_p$ (f/a)	$t_p$ (h)	$\lambda_m$ (e/a)	$t_m$ (h)
Disjuntor	0,00237	0,5	0,002434	24,0	0,067	10,0
DCB	0,00237	2,0	0,002434	24,0	0,067	10,0
Sec. Isoladora	-	-	0,0029	5,0	0,2	4,0
Sec. Barra	8,7E-5	2,0	0,002813	5,0	0,2	4,0
Sec. <i>Bypass</i>	-	-	0,0029	5,0	0,2	4,0
TP (3 peças)	-	-	0,00264	10,0	-	-
TC (3 peças)	-	-	0,00264	10,0	-	-
TC DJM (3 peças)	0,00151	2,0	0,00113	10,0	-	-
Barramento BS e BPT	0,003	2	-	-	-	-
Barramento BD4, DJM BDDD (falha de 2 barras)	0,0015	0,5	0,0015	2,0	-	-

Fonte: (CIGRÉ, 2012c, 2012d; PERIC, 2014; WANG, 2013) e adaptado pelo autor.

Os módulos híbridos possuem uma tecnologia construtiva equivalente a de um módulo GIS na sua parte interna, a qual possui meio isolante SF<sub>6</sub>. A diferença ocorre na conexão com os barramentos, que se dá por meio de buchas que fazem a transição do meio isolado a gás para o ar. No trabalho utilizado como referência para os dados de entrada (CIGRÉ, 2012a), os equipamentos GIS tiveram suas taxas de falha agrupadas de maneira única, sem diferenciação entre módulos de conexão completos em GIS e módulos híbridos. Desta forma, foram considerados neste estudo as taxas de falhas gerais dos equipamentos em GIS, tendo seus valores consolidados na Tabela 10.

**Tabela 10 Falhas ativas, passivas e dados de manutenção de equipamentos MTS**

Equipamento	Falha Ativa		Falha Passiva		Manutenção	
	$\lambda_a$ (f/a)	$t_a$ (h)	$\lambda_p$ (f/a)	$t_p$ (h)	$\lambda_m$ (e/a)	$t_m$ (h)
Disjuntor	0,0006286	0,5	0,000771	10,00	0,05	10,0
Sec. Isoladora	-	-	0,0005	10,00	0,05	10,0
Sec. Barra	6,402E-05	2,0	0,000436	10,00	0,05	10,0
Sec. <i>Bypass</i>	-	-	0,0005	10,00	0,05	10,0
TP (3 peças)	-	-	1,2E-04	10,00	-	-
TC (3 peças)	-	-	1,2E-04	10,00	-	-
Barramento	0,003	2,0	-	-	-	-

Fonte: (CIGRÉ, 2012e; PERIC, 2014; WANG, 2013; FALCÃO, 2017) e adaptado pelo autor.

### 4.3 EXECUÇÃO DAS SIMULAÇÕES

A partir do estabelecimento das premissas e das definições das taxas de falhas, periodicidade de eventos de manutenção e tempos de reparo, é possível avançar para a execução das simulações de topologias de subestações visando a obtenção de seus índices de confiabilidade.

A ferramenta utilizada neste estudo para as simulações foi o *software* AnSE Visual, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), o qual foi elaborado para avaliar a robustez de subestações elétricas. O sistema utiliza a teoria dos cortes mínimos (BILLINTON, 1976) para estabelecimento dos índices de confiabilidade, em função de seu ganho computacional em comparação com outros métodos (AMORIM, 2004). A análise baseada nesta teoria estabelece quais as combinações de elementos, a partir do ponto de carga, cuja falha leva à interrupção do fornecimento de energia.

Os modos de falha associados aos componentes estão divididos entre falha passiva e falha ativa. As falhas passivas ou permanentes ocorrem quando o restabelecimento do fornecimento de energia depende do reparo de pelo menos um dos componentes em falha. Já

as falhas ativas ou temporárias têm o restabelecimento de energia restabelecido após eventos de chaveamento ou manobra (AMORIM, 2004). As taxas de falha dos eventos de manutenção programada são consideradas, assim como seus tempos de indisponibilidade. Além disso, o sistema possibilita a inserção da probabilidade do equipamento travar, impedindo seu acionamento ou manobra. Porém, este parâmetro não foi considerado neste estudo, já que este tipo de evento está contemplado nos quantitativos de falhas ativas.

Como dados de entrada para o cálculo de confiabilidade, o *software* necessita dos seguintes parâmetros:

- **Falha Passiva:** taxa de falha (falha/ano) e duração (h).
- **Falha Ativa:** taxa de falha (falha/ano) e duração (h).
- **Manutenção:** taxa (intervenção/ano) e duração (h).

Como resultado das simulações, são obtidas a taxa de falhas global do ponto de vista da carga (eventos/ano), a indisponibilidade (horas/ano) e a duração média de reparo (h).

Após a apresentação da metodologia, o próximo capítulo visa abordar os estudos de caso propostos.

## 5 ESTUDOS DE CASO

Para o desenvolvimento dos estudos de caso deste trabalho, optou-se por efetuar uma comparação entre três grupos de topologias de subestações, buscando uma análise entre os índices de confiabilidade de cada uma das configurações:

- **Topologias com Equipamentos Convencionais:** Barra Simples Seccionada (BSS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla a Quatro Chaves (BD4), Barra Dupla com Disjuntor e Meio (BDJM) e Barra Dupla com Disjuntor Duplo (BDDD).
- **Topologias com a utilização de DCB:** Barra Simples Seccionada (BSS), Barra Dupla com Disjuntor e Meio (DJM) e Barra Dupla com Disjuntor Duplo (BDDD).
- **Topologias com a utilização de Módulo Híbrido:** Barra Simples Seccionada (BSS), Barra Dupla a Três Chaves (BD3) e Barra Principal e Transferência (BPT).

Conforme já citado anteriormente, o arranjo eletromecânico utilizado como referência trata-se do Barra Dupla a Quatro Chaves (BD4), amplamente utilizado em subestações com classe de tensão de 230 kV no Brasil. Os índices deste tipo de topologia largamente utilizada servem como parâmetro de comparação com as demais propostas de topologia com equipamentos não convencionais, as quais buscam um incremento de confiabilidade.

Além disso, cabe ressaltar que não é viável a simples reprodução do arranjo Barra Dupla a Quatro Chaves utilizando equipamentos não convencionais, já que os mesmos possuem características construtivas que diferem de componentes convencionais. Desta forma, as topologias indicadas para estes equipamentos não são as mesmas aplicadas a equipamentos convencionais, sendo normalmente menos redundantes.

Os resultados de confiabilidade do ponto de vista da carga, vinculados por convenção em todas as simulações à Carga 1, são apresentados neste capítulo a partir de três índices:

- **Taxa de Falhas ( $\lambda$ ):** taxa de falhas da instalação por ano.
- **Tempo de Reparo ( $r$ ):** duração média do tempo de reparo, indicada em horas.
- **Indisponibilidade ( $U$ ):** número de horas de indisponibilidade do sistema por ano.

### 5.1 TOPOLOGIAS COM EQUIPAMENTOS CONVENCIONAIS

As topologias com equipamentos convencionais são descritas abaixo, assim como as premissas adotadas nas simulações.

As premissas adotadas foram de que disjuntores e seccionadores possuem atividades de manutenção programadas. Durante estes eventos, considera-se que a manutenção dos transformadores de instrumentos seja efetuada de forma simultânea.

As simulações de confiabilidade foram realizadas a partir da utilização do *software* AnSE Visual, com os dados de entrada contidos nas Tabelas 9 e 10.

Para que os cálculos de confiabilidade pudessem ser efetuados de maneira precisa, foi necessária a correção de classificação de contingências nas topologias BPT e realizadas correções de atribuição de falhas ativas em todas as topologias, de maneira externa ao AnSe Visual. Isto se deve ao fato de que o automatismo de classificação de contingências e de atribuição de falhas ativas do *software* não é capaz de identificar as limitações operativas de cada topologia, como a possibilidade de transferir apenas um módulo por vez em uma configuração BPT ou fazer o mapeamento dos componentes que realmente são influenciados em cada falha ativa, por exemplo.

A simbologia utilizada nas simulações é mostrada na Figura 17.

**Figura 17 Simbologia adotada nas simulações**



Fonte: Elaborado pelo autor.

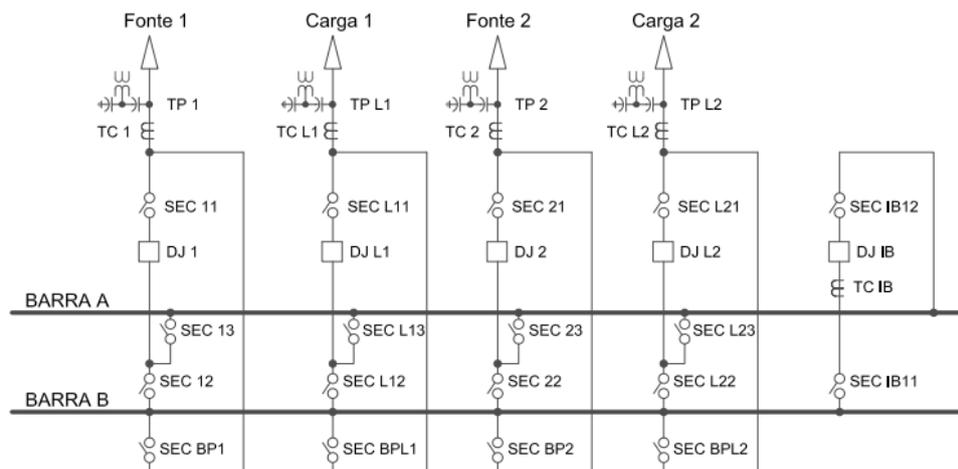
### 5.1.1 Barra Dupla a Quatro Chaves Convencional (BD4)

A simulação da subestação com a topologia barra dupla a quatro chaves (BD4) considerou uma instalação com dois módulos de entrada de linha como fontes, dois módulos de entrada de linha como cargas e um módulo interbarras. A Figura 18 indica o modelo de subestação na configuração BD4 utilizado nas simulações.

Foram adotadas as seguintes premissas para a simulação com a topologia BD4:

- Em função de existirem duas barras, foram mantidas uma fonte e uma carga em cada barramento.
- Em função da existência de disjuntor de interbarras, as falhas ativas ocorridas no outro barramento que não o da carga analisada, não afetarão a mesma, já que a proteção será executada pelo disjuntor do IB citado.

**Figura 18 Subestação na Configuração BD4 Convencional**



Fonte: Elaborado pelo autor.

Abaixo são descritos os eventos de contingências passíveis de ocorrência na topologia BD4. Apenas lembrando os conceitos de contingências simples e duplas: a contingência simples ocorre quando a falha de apenas um componente interrompe o fornecimento de energia da carga. Contingência dupla ocorre quando a falha de dois componentes de maneira simultânea interrompe o fornecimento de energia da carga.

- Falhas Passivas:
  - Contingências Simples:
    - TP do módulo de conexão da Carga 1.
    - TC do módulo de conexão da Carga 1.
  - Contingências Duplas:
    - Falhas simultâneas dos TPs das fontes.
    - Falha simultânea do TP da Fonte 1 e do TC da Fonte 2.
    - Falha simultânea do TC da Fonte 1 e do TP da Fonte 2.
    - Falhas simultâneas dos TCs das fontes.
    - Falhas simultâneas das Barras A e B.
    - Falhas simultâneas dos seccionadores seletores de barra e da Barra B.
    - Falhas simultâneas do Disjuntor da carga 1 e da Barra B.
    - Falhas simultâneas do Disjuntor e do Seccionador de *Bypass* do módulo de conexão da Carga 1.
    - Falhas simultâneas dos seccionadores isoladores de disjuntor e da Barra B.
    - Falha simultânea da chave isoladora de disjuntor e da chave de by-pass do módulo de conexão da Carga 1.
- Falhas Ativas:

- Falha ativa do barramento em que estiver conectada a Carga 1.
- Falha ativa de disjuntores dos módulos conectados no mesmo barramento da Carga 1.
- Falha ativa do disjuntor do módulo interbarras.
- Falha ativa de quaisquer dos seccionadores conectados ao mesmo barramento da Carga 1.
- Manutenção:
  - Por não haver corte de carga durante atividades de manutenção, em função da redundância entre os ramos dos circuitos, este índice foi desconsiderado.

Os resultados obtidos nas simulações com a topologia BD4 são mostrados na Tabela 11.

**Tabela 11 Confiabilidade da Topologia BD4 Convencional**

	$\lambda$ (f/a)	r (h)	U (h/a)
Falhas Ativas	8,958E-03	5,000E-01	4,479E-03
Falhas Passivas	5,280E-03	1,000E+01	5,280E-02
Manutenção	-	-	-
Total	1,424E-02	4,023E+00	5,728E-02

Fonte: Elaborado pelo autor.

### 5.1.2 Barra Principal e Transferência Convencional (BPT)

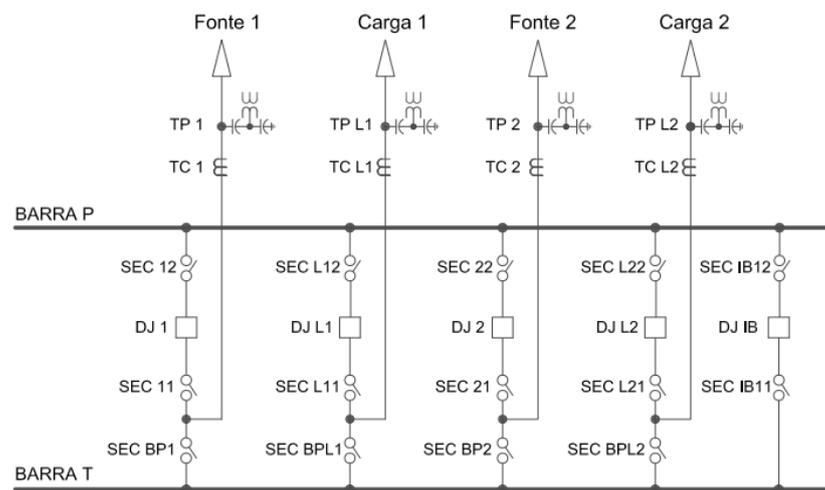
A simulação da subestação com a topologia barra principal e transferência com equipamentos convencionais (BPT) considerou uma instalação com dois módulos de entrada de linha como fontes, dois módulos de entrada de linha como cargas e um módulo interbarras.

A Figura 19 indica o modelo de subestação na configuração BPT utilizada nas simulações.

Foram adotadas as seguintes premissas para a simulação com a topologia BPT:

- Em operação normal, todos os módulos de conexão estão conectados à barra principal.
- Apenas um módulo de conexão pode ser conectado à barra de transferência por vez.
- No caso de falha de um dos equipamentos conectados à barra principal ou de um dos disjuntores, ocorre uma falha ativa que interrompe o fluxo de energia por toda a subestação.

**Figura 19 Subestação na Configuração BPT Convencional**



Fonte: Elaborado pelo autor.

Abaixo são descritos os eventos de contingências passíveis de ocorrência na topologia

BPT:

- Falhas Passivas:
  - Contingências Simples:
    - Barra principal.
    - TP do módulo de conexão da Carga 1.
    - TC do módulo de conexão da Carga 1.
  - Contingências Duplas:

- Falhas simultâneas dos TPs das fontes.
  - Falha simultânea do TP da Fonte 1 e do TC da Fonte 2.
  - Falha simultânea do TC da Fonte 1 e do TP da Fonte 2.
  - Falhas simultâneas dos TCs das fontes.
  - Falhas simultâneas dos seccionadores seletores de barra e da Barra T.
  - Falha simultânea da chave isoladora de disjuntor, seletora de barra ou do disjuntor do módulo da Carga 1 e da Barra T.
  - Falha simultânea da chave isoladora de disjuntor, seletora de barra ou do disjuntor do módulo da Carga 1 e de algum dos equipamentos do módulo IB.
  - Falha simultânea da chave isoladora de disjuntor, seletora de barra ou do disjuntor do módulo da carga 1 e do seccionador de by-pass do próprio módulo.
- Falhas Ativas:
    - Barramento principal.
    - Falha ativa de disjuntores.
    - Falha ativa chaves conectadas ao barramento principal.
  - Manutenção:
    - Por não haver corte de carga durante atividades de manutenção, em função da redundância entre os ramos dos circuitos, este índice foi desconsiderado.

Os resultados obtidos com as simulações para a topologia BPT são mostrados na Tabela 12:

**Tabela 12 Confiabilidade da Topologia BPT Convencional**

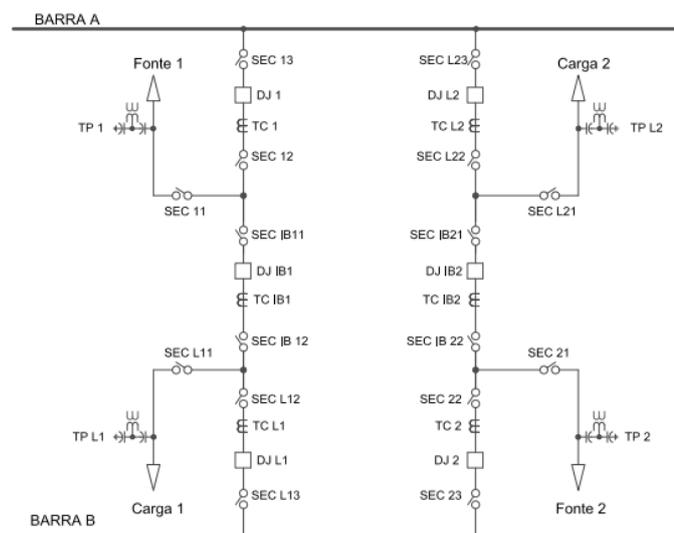
	$\lambda$ (f/a)	r (h)	U (h/a)
Falhas Ativas	1,54E-02	8,44E-01	1,30E-02
Falhas Passivas	5,280E-03	1,000E+01	5,280E-02
Manutenção	-	-	-
Total	2,065E-02	3,185E+00	6,577E-02

Fonte: Elaborado pelo autor.

### 5.1.3 Barra Dupla Disjuntor e Meio Convencional (DJM)

As premissas adotadas na simulação de uma subestação com topologia barra dupla com disjuntor e meio utilizando equipamentos convencionais (DJM) considerou uma subestação com dois módulos de entrada de linha como fontes, dois módulos de entrada de linha como cargas e dois módulos interbarras (IB), sendo apenas um deles utilizado por vez. Nas simulações, o módulo interbarras que foi mantido na posição fechada, estando em operação, foi o “IB1”. A Figura 20 mostra a topologia utilizada nas simulações.

**Figura 20 Subestação na Configuração Disjuntor e Meio Convencional**



Fonte: Elaborado pelo autor.

Abaixo são descritos os eventos de contingências passíveis de ocorrência na topologia DJM Convencional:

- Falhas Passivas:
  - Contingências Simples:
    - TP do módulo de conexão da Carga 1.
  - Contingências Duplas:
    - Falhas simultâneas dos TPs das fontes.
    - Falha simultânea do TP da Fonte 1 e do Seccionador de entrada do módulo de conexão da Fonte 2.
    - Falha simultânea do TP da Fonte 2 e do Seccionador de entrada do módulo de conexão da Fonte 1.
    - Falha simultânea do Seccionador de entrada do módulo de conexão da Fonte 1 e do Seccionador de entrada do módulo da Fonte 2.
    - Falha simultânea do Seccionador isolador de disjuntor do módulo de conexão da Fonte 2 e de algum dos equipamentos do módulo Interbarras 1.
    - Falha simultânea do TC da Fonte 2 e de algum dos equipamentos do módulo Interbarras 1.
    - Falha simultânea do Disjuntor da Fonte 2 e de algum dos equipamentos do módulo Interbarras 1.
    - Falha simultânea do Seccionador do módulo de conexão da Fonte 2 conectado à Barra B e de algum dos equipamentos do módulo Interbarras 1.

- Falha da Barra B e de algum dos equipamentos do módulo Interbarras 1.
  - Falha simultânea do Seccionador do módulo de conexão da Carga 1 conectado à Barra B e de algum dos equipamentos do módulo Interbarras 1.
  - Falha simultânea do Disjuntor do módulo de conexão da Carga 1 e de algum dos equipamentos do módulo Interbarras 1.
  - Falha simultânea do TC do módulo de conexão da Carga 1 e de algum dos equipamentos do módulo Interbarras 1.
  - Falha simultânea do Seccionador isolador de disjuntor do módulo de conexão da Carga 1 e de algum dos equipamentos do módulo Interbarras 1.
- Falhas Ativas:
    - Falha Ativa do Disjuntor da Carga 1.
    - Falha Ativa do Disjuntor do Módulo Interbarras 1.
    - Falha Ativa do Seccionador isolador de disjuntor da Carga 1.
    - Falha Ativa do Seccionador isolador de disjuntor do Módulo Interbarras 1 mais próximo da Carga 1.
    - Falha Ativa do TC da Carga 1.
  - Manutenção:
    - Por não haver corte de carga durante atividades de manutenção, em função da redundância entre os ramos dos circuitos, este índice foi desconsiderado.

Os resultados obtidos com as simulações para a topologia DJM Convencional são mostrados na Tabela 13:

**Tabela 13 Confiabilidade da Topologia DJM Convencional**

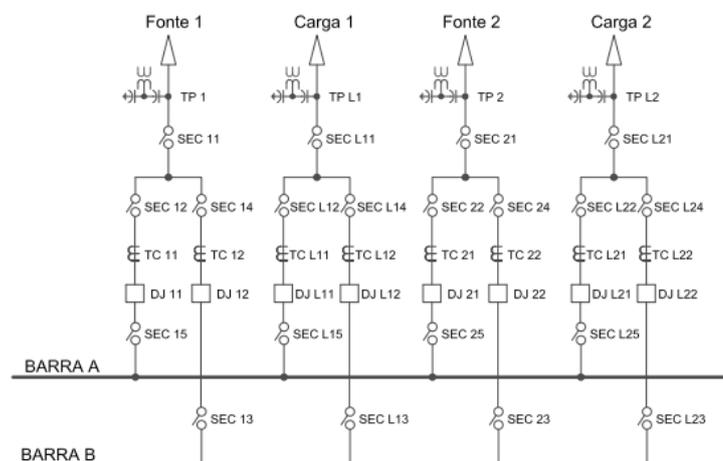
	$\lambda$ (f/a)	r (h)	U (h/a)
Falhas Ativas	6,42E-03	5,41E-01	3,47E-03
Falhas Passivas	5,54E-03	7,38E+00	4,09E-02
Manutenção	-	-	-
Total	1,196E-02	3,709E+00	4,438E-02

Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 5.1.4 Barra Dupla Disjuntor Duplo Convencional (BDDD)

As premissas adotadas na simulação de uma subestação com topologia barra dupla com disjuntor duplo convencional (BDDD) considerou uma subestação com dois módulos de entrada de linha como fontes, dois módulos de entrada de linha como cargas. Um dos ramos do circuito da Fonte 1 foi utilizado como módulo de interbarras, visando fazer a equalização de tensão dos barramentos. A Figura 21 mostra a topologia da subestação em barra dupla utilizada nas simulações.

**Figura 21 Subestação na Configuração BDDD Convencional**



Fonte: Elaborado pelo autor.

Abaixo são descritos os eventos de contingências passíveis de ocorrência na topologia BDDD Convencional:

- Falhas Passivas:
  - Contingências Simples:
    - TP do módulo de conexão da Carga 1.
    - Seccionador de entrada do módulo de conexão da Carga 1.
  - Contingências Duplas:
    - Falha simultânea de ambas as barras.
    - Falhas simultâneas dos TPs das fontes.
    - Falha simultânea do TP da Fonte 1 e do Seccionador de entrada do módulo de conexão da Fonte 2.
    - Falha simultânea do TP da Fonte 2 e do Seccionador de entrada do módulo de conexão da Fonte 1.
    - Falha simultânea dos Seccionadores de entrada dos módulos de ambas as fontes.
    - Falha simultânea da Barra A e dos equipamentos do ramo do módulo de conexão da Carga 1 conectados à Barra B.
    - Falha simultânea da Barra B e dos equipamentos do ramo do módulo de conexão da Carga 1 conectados à Barra A.
    - Falha simultânea de algum dos equipamentos do ramo do módulo de conexão da Carga 1 conectados à Barra A e de algum dos equipamentos do ramo do módulo da Carga 1 conectados à Barra B.
- Manutenção:

- Por não haver corte de carga durante atividades de manutenção, em função da redundância entre os ramos dos circuitos, este índice foi desconsiderado.

Os resultados obtidos com as simulações para a topologia DJM Convencional são mostrados na Tabela 14:

**Tabela 14 Confiabilidade da Topologia BDDD Convencional**

	$\lambda$ (f/a)	r (h)	U (h/a)
Falhas Ativas	8,01E-03	4,22E-01	3,38E-03
Falhas Passivas	5,54E-03	7,38E+00	4,09E-02
Manutenção	-	-	-
Total	1,355E-02	3,268E+00	4,428E-02

Fonte: Elaborado pelo autor.

## 5.2 TOPOLOGIAS COM A UTILIZAÇÃO DE DCB

Abaixo são listados os casos analisados para topologias que se valeram da utilização de DCB em substituição ao conjunto de disjuntores e seccionadores.

Para fins de padronização, as nomenclaturas das topologias foram mantidas conforme os casos anteriores, apesar de não haver disjuntores propriamente ditos, mas DCBs em sua substituição. Logo, a topologia BDDD não terá em sua composição dois disjuntores por módulo, mas dois DCBs, por exemplo.

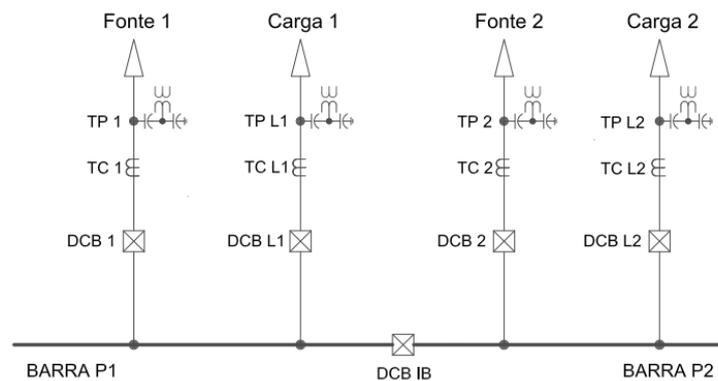
### 5.2.1 Barra Simples Seccionada com DCB (BSS)

A simulação da subestação com a topologia barra simples seccionada (BSS) considerou uma instalação com dois módulos de entrada de linha como fontes, dois módulos de entrada de linha como cargas e um módulo interbarras. A Figura 22 indica o modelo de subestação BSS com DCB utilizado nas simulações.

Foram adotadas as seguintes premissas para a simulação com a topologia BSS:

- Em operação normal, estão conectados um módulo de conexão como fonte e um como carga em cada semibarra.
- No caso de falha de um dos equipamentos conectados à barra principal ou de um dos disjuntores, ocorre uma falha ativa que interrompe o fluxo de energia em cada semibarra.
- No caso de falha do disjuntor do módulo interbarras, a energia é interrompida para toda a subestação.

**Figura 22 Subestação na Configuração BSS com DCB**



Fonte: Elaborado pelo autor.

Abaixo são descritos os eventos de contingências passíveis de ocorrência na topologia BSS com DCB:

- Falhas Passivas:
  - Contingências Simples:
    - Barra em que estiver conectada a Carga 1.
    - DCB do módulo da Carga 1.
    - TP do módulo de conexão da Carga 1.
    - TC do módulo de conexão da Carga 1.
  - Contingências Duplas:
    - Falhas simultâneas dos TPs das fontes.

- Falha simultânea do TP da Fonte 1 e do TC da Fonte 2.
  - Falha simultânea do TC da Fonte 1 e do TP da Fonte 2.
  - Falhas simultâneas dos TCs das fontes.
  - Falha simultânea do TP ou do TC da Fonte 1 e do DCB da Fonte 2.
  - Falha simultânea do TP ou do TC da Fonte 1 e da Semibarra P2.
  - Falha simultânea do TP ou do TC da Fonte 1 e do DCB do módulo IB.
  - Falha simultânea do DCB da Fonte 1 e do TP ou TC da Fonte 2.
  - Falha simultânea dos DCBs das fontes.
  - Falha simultânea do DCB da Fonte 1 e da Semibarra P2.
  - Falha simultânea do DCB da Fonte 1 e do DCB do módulo IB.
- Falhas Ativas:
    - Semibarra em que estiver conectada a Carga 1.
    - Falha ativa de DCBs.

Os resultados obtidos com as simulações para a topologia BSS com DCB são mostrados na Tabela 15:

**Tabela 15 Confiabilidade da Topologia BSS com DCB**

	$\lambda$ (f/a)	r (h)	U (h/a)
Falhas Ativas	1,01E-02	2,00E+00	2,02E-02
Falhas Passivas	7,71E-03	1,44E+01	1,11E-01
Manutenção	6,700E-02	1,000E+01	6,700E-01
Total	8,482E-02	9,448E+00	8,014E-01

Fonte: Elaborado pelo autor.

### 5.2.2 Barra Dupla Disjuntor e Meio com DCB (DJM)

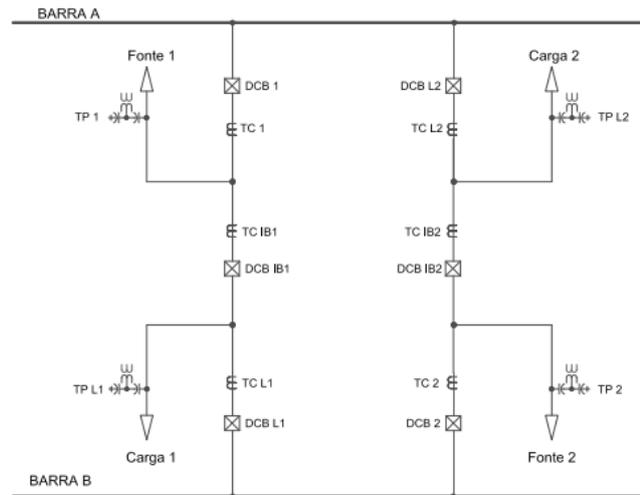
A simulação da subestação com a topologia barra simples seccionada com DCB (DJM) considerou uma instalação com um módulo de entrada de linha como fonte e um módulo de entrada de linha em cada barra e dois módulos interbarras, sendo apenas um deles utilizado por vez. Nas simulações, o módulo interbarras que foi mantido na posição fechada, estando em operação, foi o módulo IB1.

Foram adotadas as seguintes premissas para a simulação com a topologia DJM com DCB:

- No caso de falha de um TC que esteja entre dois DCBs, assume-se que ambos irão abrir no caso de falta.
- No caso de falha ativa do Barramento, os disjuntores conectados ao mesmo irão abrir.
- Assume-se que o módulo de Interbarras estará fechado apenas entre os dois módulos de conexão da carga analisada.
- É possível alimentar uma carga, mesmo que os dois barramentos estejam em falha, desde que a fonte que compartilha o mesmo disjuntor de interbarras com a carga esteja em operação.

A Figura 23 mostra a topologia utilizada para a simulação de subestação DJM com DCB.

**Figura 23 Subestação na Configuração DJM com DCB**



Fonte: Elaborado pelo autor.

Abaixo são descritos os eventos de contingências passíveis de ocorrência na topologia DJM com DCB:

- Falhas Passivas:
  - Contingências Simples:
    - TP do módulo de conexão da Carga 1.
  - Contingências Duplas:
    - Falhas simultâneas de ambos os barramentos.
    - Falhas simultâneas dos TPs das fontes.
    - Falha simultânea do TC da Fonte 2 e do TC do módulo IB1.
    - Falha simultânea do TC da Fonte 2 e do DCB do IB1.
    - Falha simultânea do DCB da Fonte 2 e do DCB do IB1.
    - Falha simultânea da Barra B e do TC do IB1.
    - Falha simultânea da Barra B e do DCB do IB1.
    - Falha simultânea do DCB da Carga 1 e do TC ou do DCB do IB1.
    - Falha simultânea do TC da Carga 1 e do TC ou do DCB do IB1.

- Falhas Ativas:
  - Falha ativa dos DCB da Carga 1.
  - Falha ativa do DCB do IB1.
  - Falha do TC da Carga 1.

Os resultados obtidos com as simulações para a topologia DJM com DCB são mostrados na Tabela 16:

**Tabela 16 Confiabilidade da Topologia DJM com DCB**

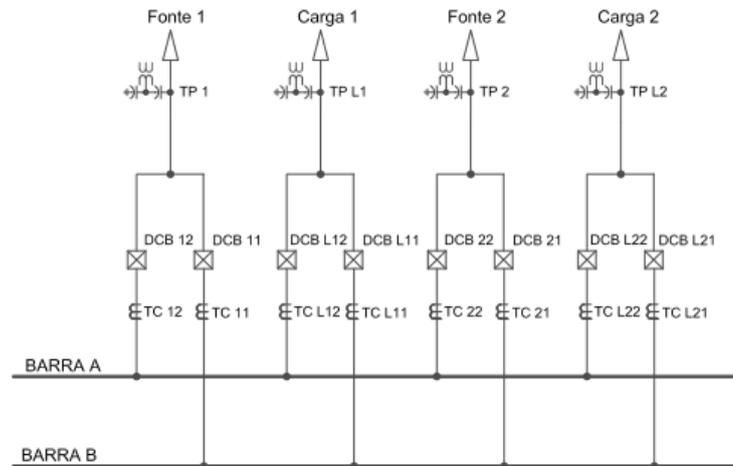
	$\lambda$ (f/a)	r (h)	U (h/a)
Falhas Ativas	6,25E-03	2,00E+00	1,25E-02
Falhas Passivas	2,64E-03	1,00E+01	2,64E-02
Manutenção	-	-	-
Total	8,890E-03	4,376E+00	3,890E-02

Fonte: Elaborado pelo autor.

### 5.2.3 Barra Dupla Disjuntor Duplo com DCB (BDDD)

As premissas adotadas na simulação de uma subestação com topologia barra dupla com disjuntor duplo com DCB (BDDD) considerou uma subestação com dois módulos de entrada de linha como fontes, dois módulos de entrada de linha como cargas. Um dos ramos do circuito da Fonte 1 foi utilizado como módulo de interbarras, visando fazer a equalização dos barramentos. A Figura 24 mostra a topologia da subestação com a configuração em barra dupla com disjuntor duplo com DCB utilizada nas simulações.

**Figura 24 Subestação na Configuração BDDD com DCB**



Fonte: Elaborado pelo autor.

Abaixo são descritos os eventos de contingências passíveis de ocorrência na topologia BDDD com a utilização de DCB:

- Falhas Passivas:
  - Contingências Simples:
    - TP do módulo de conexão da Carga 1.
  - Contingências Duplas:
    - Falha simultânea de ambas as Barras.
    - Falhas simultâneas dos TPs das fontes.
    - Falha simultânea da Barra A e do DCB ou TC do ramo do módulo de conexão da Carga 1 conectado à Barra B.
    - Falha simultânea da Barra B e do DCB ou TC do ramo do módulo de conexão da Carga 1 conectado à Barra A.
    - Falha simultânea de ambos os DCBs do módulo da Carga 1.
    - Falha simultânea de algum dos equipamentos do ramo do módulo de conexão da Carga 1 conectados à Barra A e de algum dos

equipamentos do ramo do módulo da Carga 1 conectados à Barra

B.

- Manutenção:
  - Por não haver corte de carga durante atividades de manutenção, em função da redundância entre os ramos dos circuitos, este índice foi desconsiderado.

Os resultados obtidos com as simulações para a topologia BDDD com DCB são mostrados na Tabela 17:

**Tabela 17 Confiabilidade da Topologia BDDD com DCB**

	$\lambda$ (f/a)	r (h)	U (h/a)
Falhas Ativas	9,26E-03	1,62E+00	1,50E-02
Falhas Passivas	2,65E-03	1,00E+01	2,64E-02
Manutenção	-	-	-
Total	1,191E-02	3,478E+00	4,141E-02

Fonte: Elaborado pelo autor.

### 5.3 TOPOLOGIAS COM A UTILIZAÇÃO DE MÓDULO HÍBRIDO

Abaixo são listados os casos analisados para topologias que se valeram da utilização de módulos híbridos.

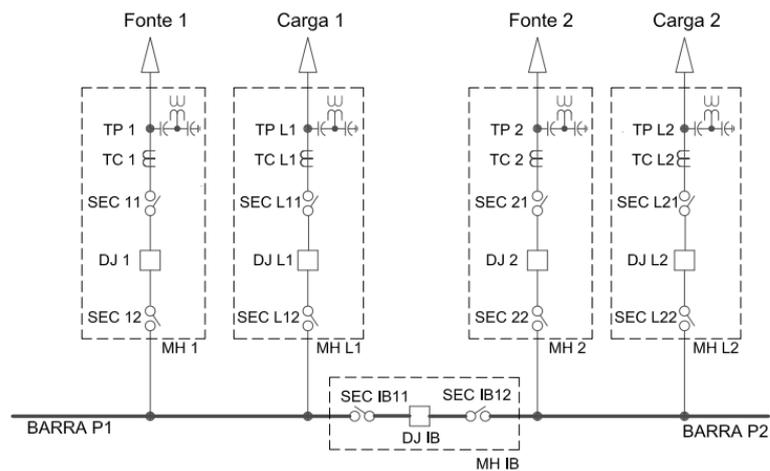
#### 5.3.1 Barra Simples Seccionada com Módulo Híbrido (BSS)

A simulação da subestação com a topologia barra simples seccionada (BSS) considerou uma instalação com dois módulos de entrada de linha como fontes, dois módulos de entrada de linha como cargas e um módulo interbarras. A Figura 25 indica o modelo de subestação na configuração BSS com módulos híbridos utilizado nas simulações.

Foram adotadas as seguintes premissas para a simulação com a topologia BSS com módulos híbridos:

- Em operação normal, estão conectados um módulo de conexão como fonte e um como carga em cada semibarra.
- No caso de falha de um dos equipamentos conectados à barra principal ou de um dos disjuntores, ocorre uma falha ativa que interrompe o fluxo de energia em cada semibarra.
- No caso de falha do disjuntor do módulo interbarras, a energia é interrompida para toda a subestação.

**Figura 25 Subestação na Configuração BSS com Módulo Híbrido**



Fonte: Elaborado pelo autor.

Abaixo são descritos os eventos de contingências passíveis de ocorrência na topologia BSS com módulo híbrido:

- Falhas Passivas:
  - Contingências Simples:
    - Barra em que estiver conectada a Carga 1.
    - Módulo Híbrido do módulo da Carga 1.
  - Contingências Duplas:
    - Falhas simultâneas dos Módulos Híbridos das fontes.

- Falha simultânea do Módulo Híbrido da Fonte 1 e da Semibarra P2.
  - Falha simultânea do Módulos Híbridos da Fonte 1 e do Módulo Híbrido do IB.
  - Falha simultânea do Modulo Híbrido da Fonte 1 e do Módulo Híbrido da Fonte 2.
- Falhas Ativas:
    - Semibarra em que está conectada a Carga 1.
    - Falha ativa dos Módulos Híbridos.

Os resultados obtidos com as simulações para a topologia BSS com módulo híbrido são mostrados na Tabela 18:

**Tabela 18 Confiabilidade da Topologia BSS com Módulo Híbrido**

	$\lambda$ (f/a)	r (h)	U (h/a)
Falhas Ativas	2,08E-03	6,39E-01	1,33E-03
Falhas Passivas	4,95E-03	5,15E+00	2,55E-02
Manutenção	5,00E-02	1,00E+01	5,00E-01
Total	5,702E-02	9,238E+00	5,268E-01

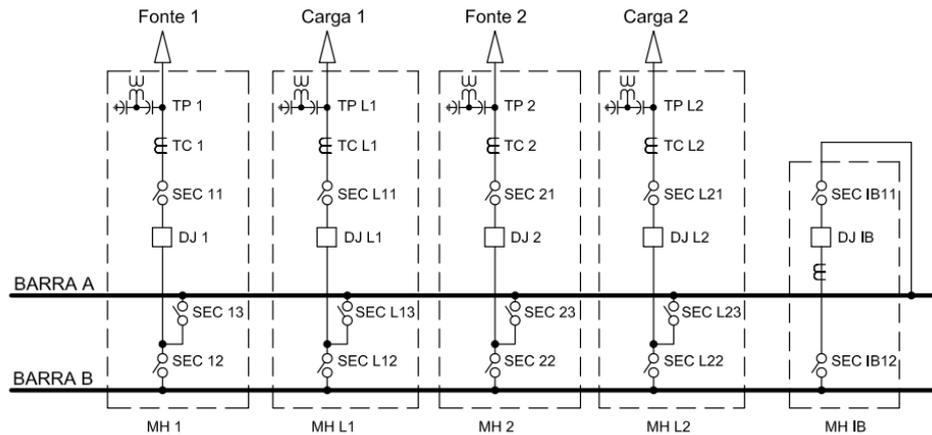
Fonte: Elaborado pelo autor.

### 5.3.2 Barra Dupla com Três Chaves com Módulo Híbrido (BD3)

A simulação da subestação com a topologia barra dupla com três chaves utilizando módulo híbrido (BD3) considerou uma instalação com dois módulos de entrada de linha como fontes, dois módulos de entrada de linha como cargas e um módulo interbarras.

A Figura 26 indica o modelo de subestação na configuração BD3 com módulos híbridos utilizado nas simulações.

**Figura 26 Subestação na Configuração BD3 com Módulo Híbrido**



Fonte: Elaborado pelo autor.

Abaixo são descritos os eventos de contingências passíveis de ocorrência na topologia BD3 com módulo híbrido:

- Falhas Passivas:
  - Contingências Simples:
    - Falha do TP, TC, Disjuntor, ou Seccionador de entrada do módulo híbrido da Carga 1.
  - Contingências Duplas:
    - Falha simultânea de ambos os barramentos.
    - Falhas simultâneas dos TPs dos módulos híbridos das fontes.
    - Falha simultânea do TP, TC, Seccionador de entrada ou Disjuntor do módulo híbrido da Fonte 2 e do TC do módulo híbrido da Fonte 1.
    - Falha simultânea do TP, TC, Seccionador de entrada ou Disjuntor do módulo híbrido da Fonte 2 e do Seccionador de entrada do módulo híbrido da Fonte 1.

- Falha simultânea do TP, TC, Seccionador de entrada ou Disjuntor do módulo híbrido da Fonte 2 e do Disjuntor do módulo híbrido da Fonte 1.
  - Falha simultânea da Barra A e do Seccionador do módulo híbrido da Carga 1 conectado à Barra B.
  - Falha simultânea da Barra B e do Seccionador do módulo híbrido da Carga 1 conectado à Barra A.
  - Falha de ambos os seccionadores seletores de barra do módulo híbrido da Carga 1.
- Falhas Ativas:
    - Falha da Barra em que estiver conectada a Carga 1.
    - Falha ativa dos Disjuntores conectados ao mesmo barramento da Carga 1.
    - Falha ativa do Seccionador do módulo de interbarras conectado ao mesmo barramento da Carga 1.

Os resultados obtidos com as simulações para a topologia BD3 são mostrados na Tabela

19.

**Tabela 19 Confiabilidade da Topologia BD3 com Módulo Híbrido**

	$\lambda$ (f/a)	r (h)	U (h/a)
Falhas Ativas	3,58E-03	5,81E-01	2,08E-03
Falhas Passivas	1,51E-03	1,00E+01	1,51E-02
Manutenção	5,00E-02	1,00E+01	5,00E-01
Total	5,509E-02	9,388E+00	5,172E-01

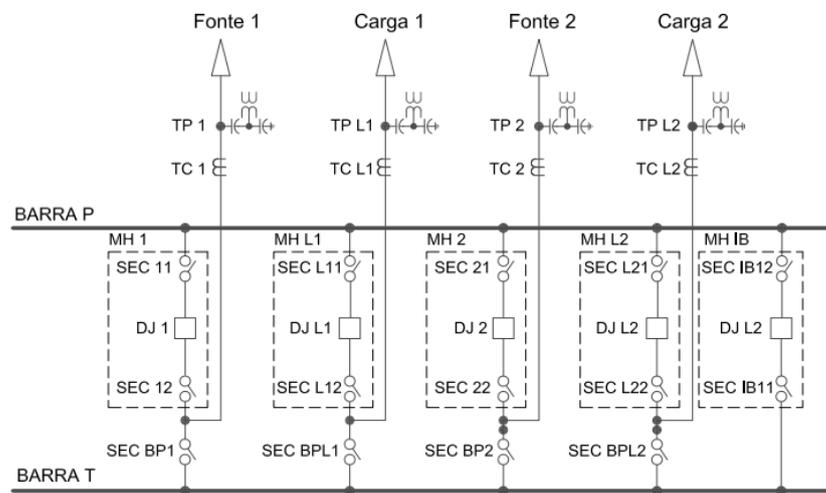
Fonte: Elaborado pelo autor.

### 5.3.3 Barra Principal e Transferência com Módulo Híbrido (BPT)

A simulação da subestação com a topologia barra dupla com três chaves utilizando módulo híbrido (BPT) considerou uma instalação com dois módulos de entrada de linha como fontes, dois módulos de entrada de linha como cargas e um módulo interbarras. Os módulos híbridos utilizados nas simulações possuíam um disjuntor, um seccionador isolador de disjuntor e um seccionador conectado à barra. O seccionador de by-pass utilizou tecnologia convencional, visando o prosseguimento de operação do módulo de conexão em caso de falha no módulo híbrido, e os transformadores de instrumentos também foram utilizados com tecnologia convencional, buscando uma desvinculação do chassi do módulo híbrido.

A Figura 27 indica o modelo de subestação na configuração BPT com módulos híbridos utilizada nas simulações.

**Figura 27 Subestação na Configuração BPT com Módulo Híbrido**



Fonte: Elaborado pelo autor.

Abaixo são descritos os eventos de contingências passíveis de ocorrência na topologia BPT com módulo híbrido:

- Falhas Passivas:
  - Contingências Simples:

- Falha da Barra P.
- Falha do TP do módulo de conexão da Carga 1.
- Falha do TC do módulo de conexão da Carga 1.
- Contingências Duplas:
  - Falhas simultâneas dos TPs dos módulos de conexão de ambas as fontes.
  - Falhas simultâneas dos TCs dos módulos de conexão de ambas as fontes.
  - Falha simultânea do TP do módulo de conexão da Fonte 1 e do TC do módulo de conexão da Fonte 2.
  - Falha simultânea do TC do módulo de conexão da Fonte 1 e do TP do módulo de conexão da Fonte 2.
  - Falha simultânea do seccionador conectado à Barra Principal do módulo híbrido da Carga 1 e da Barra T.
  - Falha simultânea do seccionador conectado à Barra Principal do módulo híbrido da Carga e do Seccionador de by-pass do módulo de conexão da Carga 1.
  - Falha simultânea do Disjuntor do módulo híbrido da Carga 1 e da Barra T.
  - Falha simultânea do Disjuntor do módulo híbrido da Carga 1 e do Seccionador de by-pass do módulo híbrido da Carga 1.
  - Falha simultânea do Seccionador isolador de Disjuntor do módulo híbrido da Carga 1 e da Barra T.

- Falha simultânea do Seccionador isolador de Disjuntor do módulo híbrido da Carga 1 e do Seccionador de by-pass do módulo da Carga 1.
- Falhas Ativas:
  - Falha Ativa da Barra Principal.
  - Falha ativa dos Disjuntores dos módulos de conexão.
  - Falha ativa dos Seccionadores conectados à Barra Principal.
  - Falha ativa do Seccionador isolador de disjuntor do módulo de conexão da Carga 1.
- Manutenção:
  - Por não haver corte de carga durante atividades de manutenção, por haver redundância entre os ramos dos circuitos, este índice foi desconsiderado.

Os resultados obtidos com as simulações para a topologia BPT com módulo híbrido são mostrados na Tabela 20:

**Tabela 20 Confiabilidade da Topologia BPT com Módulo Híbrido**

	$\lambda$ (f/a)	r (h)	U (h/a)
Falhas Ativas	3,53E-03	6,63E-01	2,34E-03
Falhas Passivas	5,28E-03	1,00E+01	5,28E-02
Manutenção	-	-	-
Total	8,807E-03	6,261E+00	5,514E-02

Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 5.4 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Visando o início das análises comparativas entre os resultados das simulações das diversas topologias, os valores obtidos de taxa de falhas, duração média de interrupção e indisponibilidade foram organizados na Tabela 21, contendo os valores absolutos, e a Tabela

22 mostra os resultados das topologias como uma razão dos resultados do arranjo BD4, utilizado como referência.

**Tabela 21 Resultados de confiabilidade das diferentes topologias**

Topologia	$\lambda$ (f/a)	r (h)	U (h/a)
BPT (Conv.)	2,07E-02	3,18E+00	6,58E-02
BD4 (Conv.)	1,42E-02	4,02E+00	5,73E-02
DJM (Conv.)	1,20E-02	3,71E+00	4,44E-02
BDDD (Conv.)	1,36E-02	3,27E+00	4,43E-02
BSS (DCB)	8,48E-02	9,45E+00	8,01E-01
DJM (DCB)	8,89E-03	4,38E+00	3,89E-02
BDDD (DCB)	1,19E-02	3,48E+00	4,14E-02
BSS (MTS)	5,70E-02	9,24E+00	5,27E-01
BD3 (MTS)	5,51E-02	9,39E+00	5,17E-01
BPT (MTS)	8,81E-03	6,26E+00	5,51E-02

Fonte: Elaborado pelo autor.

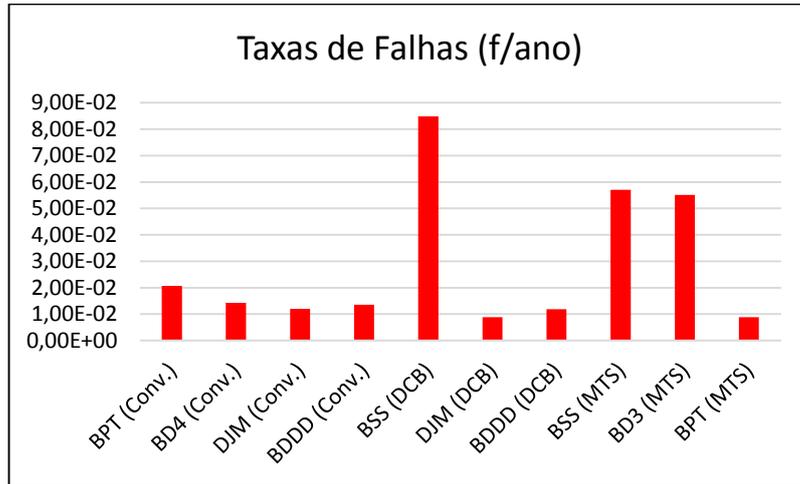
**Tabela 22 Resultados percentuais de confiabilidade das diferentes topologias em relação ao arranjo de referência BD4**

Topologia	$\lambda / \lambda_{BD4}$	$r / r_{BD4}$	$U / U_{BD4}$
BPT (Conv.)	1,45	0,79	1,15
BD4 (Conv.)	1,00	1,00	1,00
DJM (Conv.)	0,84	0,92	0,77
BDDD (Conv.)	0,95	0,81	0,77
BSS (DCB)	5,96	2,35	13,99
DJM (DCB)	0,62	1,09	0,68
BDDD (DCB)	0,84	0,86	0,72
BSS (MTS)	4,01	2,30	9,20
BD3 (MTS)	3,87	2,33	9,03
BPT (MTS)	0,62	1,56	0,96

Fonte: Elaborado pelo autor.

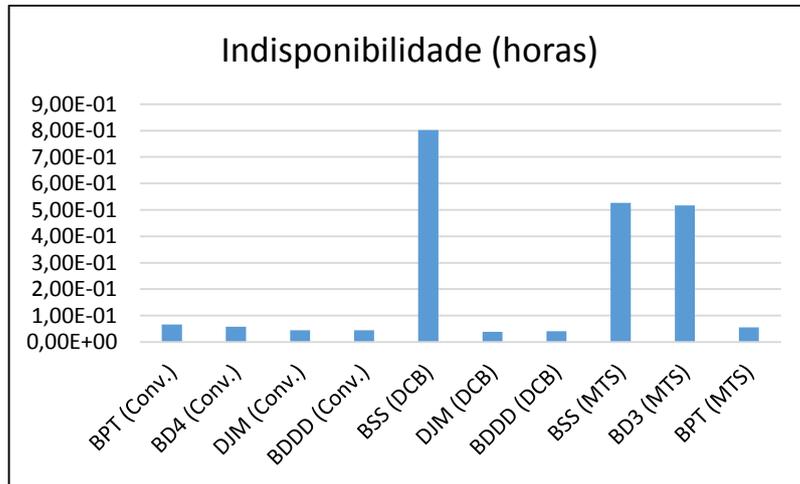
Os resultados são apresentados de forma gráfica nas figuras abaixo. A Figura 28 mostra os resultados em termos de taxas de falhas, a Figura 29 em termos de indisponibilidade e a Figura 30 em relação à duração média de reparo.

**Figura 28 Resultados de taxas de falhas apresentados de forma gráfica**



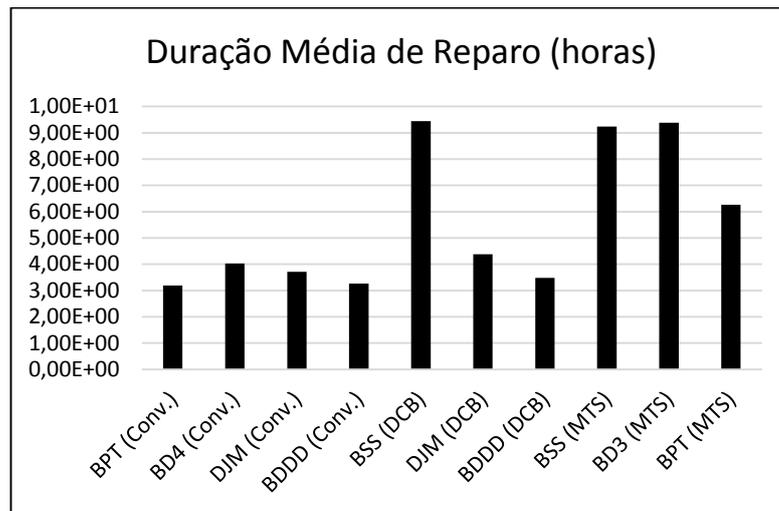
Fonte: Elaborado pelo autor.

**Figura 29 Resultados de indisponibilidade apresentados de forma gráfica**



Fonte: Elaborado pelo autor.

**Figura 30 Resultados de duração média de reparo apresentados de forma gráfica**



Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 5.4.1 Confiabilidade de Topologias Convencionais

Para que fosse possível uma validação dos modelos utilizados para as simulações e também para possuir parâmetros de comparação entre o desempenho de topologias convencionais e de topologias que se valem da utilização de DCB e Módulo Híbrido, foram realizadas simulações de configurações convencionais. Estas simulações se mostraram aderentes em relação à comparação de desempenho entre as configurações BPT, BD4, DJM e BDDD, quando comparadas a outros estudos (FRONTIN, 2013).

Dentre estas, a topologia BPT se mostrou inferior em termos de confiabilidade, possuindo taxa de falhas 45% maior e indisponibilidade 15% maior em comparação ao arranjo BD4 convencional de referência. Em relação à duração média de reparo, esta foi 21% menor do que a topologia de referência. Seu resultado inferior está principalmente relacionado à sua capacidade de transferir apenas um módulo por vez para a barra de transferência, a ocorrência de desarme de todos os módulos de conexão no caso de falha ativa de elemento conectado à barra ou do próprio barramento.

A topologia BD4 convencional é amplamente utilizada no Brasil em níveis de tensão de 230 kV, apresentando bons resultados em termos de confiabilidade e redundância. É considerada atualmente como a topologia mínima para a rede básica de operação do sistema interligado nacional (ONS, 2016). Possui elementos redundantes na conexão às barras e as cargas podem ser distribuídas entre os barramentos conforme o desejado. Em função desta possibilidade, não são conectadas todas as cargas no mesmo barramento, não havendo o risco de um desarme completo da subestação em caso de falha na região de um barramento. Neste tipo de ocorrência, haverá um desarme apenas parcial da instalação.

Usualmente utilizada em subestações com tensão de operação a partir de 500 kV, a configuração DJM apresentou taxa de falhas 16% inferior e indisponibilidade 23% inferior do que a topologia BD4 convencional. Além disso, sua duração média foi 8% inferior. Em função de sua versatilidade por possuir 3 disjuntores a cada 2 módulos de conexão e por sua capacidade de permanecer operando mesmo em caso de falha de ambas as barras em alguns casos restritos, seu desempenho pode ser superior em termos de confiabilidade inclusive ao arranjo BDDD.

A última topologia analisada com equipamentos convencionais foi a de BDDD. Usualmente, esta configuração também é utilizada em subestações com tensão de operação a partir de 500 kV, e também em casos muito específicos em função de seu custo elevado de aplicação. Em função de seu grande número de equipamentos por módulo, existe uma grande redundância de ramos elétricos possíveis por módulo e uma grande versatilidade operativa. Seu desempenho em termos de taxa de falhas só foi inferior à topologia DJM e a indisponibilidade foi a melhor das configurações convencionais em conjunto com a de DJM.

Portanto, a partir das conclusões obtidas em comparação com outros estudos, foi possível verificar a validade do modelo, sendo a topologia BPT a de menor confiabilidade entre as citadas, a topologia BD4 tendo um bom desempenho pela sua infraestrutura e as topologias de DJM e BDDD apresentando os melhores resultados (FRONTIN, 2013).

#### 5.4.2 Desempenho das Topologias Contendo DCB

A partir dos resultados apresentados nas Tabelas 21 e 22, foi possível concluir que a topologia BSS que utiliza DCB não apresentou vantagens em comparação com arranjos eletromecânicos equivalentes, tendo um desempenho consideravelmente inferior à topologia BD4 convencional. As vantagens na utilização deste equipamento puderam ser observadas apenas em topologias superiores, como DJM e BDDD.

O pior resultado obtido nas simulações entre as topologias propostas que utilizavam DCB foi a de Barra Simples Seccionada, que apesar de ser previsivelmente a configuração mais limitada, apresentou resultados abaixo do esperado, apresentando uma indisponibilidade aproximadamente 14 vezes maior, duração média de reparo 2,35 vezes maior e uma taxa de falhas aproximadamente 6 vezes maior do que a topologia BD4 convencional. Este baixo desempenho ocorre em função de não haver redundância de ramos elétricos nos módulos de conexão, ocasionando que uma falha em qualquer dos elementos em série acarreta uma indisponibilidade de todo o módulo até que ocorra o reparo do componente defeituoso.

Além disso, por haver apenas um caminho elétrico da barra da subestação até a carga ou à fonte, qualquer atividade de manutenção preventiva em algum dos elementos também acarreta a retirada de operação função de transmissão. Mesmo que estas atividades de manutenção sejam realizadas de maneira simultânea, como uma intervenção preventiva em um DCB, por exemplo, a qual ocorre a cada 15 anos, o módulo de conexão ficará indisponível por 8 horas, contribuindo de maneira relevante para elevação dos índices de indisponibilidade. Portanto, esta topologia apresentou resultados inferiores em termos de confiabilidade em relação às demais topologias simuladas, apesar de estudos anteriores terem indicado resultados satisfatórios.

A topologia DJM com DCB apresentou resultados satisfatórios tanto em relação ao arranjo de referência BD4, quanto à topologia DJM convencional. Os resultados indicaram

indisponibilidade aproximadamente 32% menor, duração média de reparo 9% maior e taxa de falhas 38% menor em relação à topologia BD4 convencional. Em relação à topologia DJM convencional, a indisponibilidade foi 12% menor, assim como a taxa de falhas apresentou redução de 26%, porém com duração média de reparo 18,5% maior. O desempenho superior pode ser explicado pela redução do número de equipamentos na subestação como um todo, ocasionado pela remoção de seccionadores, e pela possibilidade de seccionamento dos ramos em caso de falhas através dos diversos DCBs redundantes, três unidades a cada dois módulos de conexão, o que permite uma capacidade de isolar falhas de maneira mais ágil. Além disso, pela característica da topologia DJM, mesmo em caso de falha de ambas as barras, existe a possibilidade de alimentação da carga através da fonte conectada no módulo de conexão que compartilha o mesmo disjuntor redundante, causando menor suscetibilidade à perda de carga.

Outra topologia simulada foi a BDDD com DCB, a qual apresentou resultado de indisponibilidade 28% menor, duração média de reparo 14% menor e taxa de falhas 16% menor em relação à configuração BD4 convencional. Em comparação à topologia BDDD convencional, os resultados foram de indisponibilidade 6,5% e taxa de falhas 12,5% menores, com uma duração média de reparo 6% maior. Desta forma, foi verificado um resultado relevante de redução de indisponibilidade e taxa de falhas em relação à topologia de referência, e ganhos um pouco menores em comparação a uma topologia equivalente utilizando equipamentos convencionais.

O resultado superior em relação a uma topologia BD4 convencional era esperada, já que o arranjo BDDD é utilizado para instalações que possuem grande criticidade e que não podem sofrer interrupções de carga. Houve também um melhor desempenho dos índices de confiabilidade em comparação a um arranjo BDDD convencional ocasionado pela redução do número de equipamentos da subestação com a utilização de DCBs em substituição aos

conjuntos de disjuntores e seccionadores associados, reduzindo taxas de falhas e consequentemente a indisponibilidade.

Logo, os DCBs não apresentaram vantagens para aplicação em topologias onde não exista redundância nos ramos dos módulos de conexão, caso da configuração BSS, em comparação com a topologia de referência BD4 convencional. Sua superioridade passou a ser percebida quando há redundância de ramos no mesmo módulo de conexão, DJM e BDDD, podendo ser vantajosa a substituição do conjunto disjuntor e seccionador, reduzindo o número total de equipamentos da subestação e consequentemente a taxa de falhas e indisponibilidade. Uma desvantagem apresentada pelo equipamento é de que, em caso de falha ativa, o mesmo não pode ser simplesmente isolado por uma manobra de seccionadores, por exemplo. Esta remoção deve ocorrer por meio de atividade de manutenção para remoção da conexão rígida, elevando os tempos de indisponibilidade.

Os ganhos em termos de espaço físico são uma vantagem considerável na utilização deste equipamento, chegando a 40%. Além disso, por haver um menor número total de equipamentos nas instalações, os recursos de manutenção necessários também são reduzidos.

De qualquer forma, é necessária a avaliação financeira para aplicação do dispositivo, visto que ele possui um valor de aquisição mais elevado do que os componentes convencionais, em torno de R\$ 900 mil, segundo cotação obtida junto à ABB no ano de 2016. Como referência, o custo aproximado de um disjuntor 230 kV é de aproximadamente de R\$ 300 mil, e de seccionadores de mesma classe de tensão em torno de R\$ 100 mil, segundo dados obtidos junto a uma transmissora de energia no ano de 2019.

#### **5.4.3 Desempenho das Topologias Contendo Módulo Híbrido**

A topologia BSS com módulo híbrido apresentou o segundo pior resultado entre as simulações, sendo superior apenas ao caso de BSS com DCB. Tendo taxa de falhas 4 vezes

maior, duração média de reparo 2,3 vezes maior e indisponibilidade 9,2 vezes maior do que a topologia de referência, conforme mostra a Tabela 22. Os fatores preponderantes para este resultado são a falta de ramos redundantes nos módulos de conexão, o que leva ao fato de que qualquer falha de componente indisponibiliza a função de transmissão, assim como a necessidade de manutenção preventiva em qualquer elemento necessita de um desligamento do módulo de conexão.

A configuração BD3 com módulo híbrido apresentou índices pouco superiores em termos de confiabilidade do que a topologia BSS com a mesma tecnologia, mas ainda ficando com índice de taxa de falhas 3,87 vezes maior, duração média de reparo 2,33 vezes maior e indisponibilidade 9,03 vezes maior do que a configuração de referência BD4 convencional. Sua vantagem em relação à topologia BSS se baseia na possibilidade de seleção da barra de conexão do módulo, sendo possível remanejá-lo para o barramento que se desejar. A sua redundância está presente apenas no seccionador seletor de barra. Os demais elementos são posicionados em série, ocorrendo indisponibilidade da função de transmissão no caso de falha de qualquer um destes, assim como em BSS. A questão de indisponibilidade completa do módulo em manutenções preventivas também ocorre, exceto quando for nos seccionadores seletores de barra.

Uma proposta de topologia testada neste estudo foi de arranjo BPT utilizando módulos híbridos, o que não é usual, pois se vale da utilização mista deste equipamento com outros elementos convencionais. Este tipo de alternativa visou contornar o problema de falha de um componente causar a indisponibilidade como um todo da função de transmissão. Para este tipo de alternativa, os resultados foram sensivelmente melhores em termos de taxa de falhas, apresentando um índice 38% menor do que a topologia de referência. Em relação à duração média de reparo, a configuração permaneceu sendo 56% mais lenta no caso de necessidade de

intervenção de manutenção e apenas 4% menos indisponível do que o arranjo BD4 convencional.

De qualquer modo, houve grande melhoria a partir da configuração BPT em relação às demais topologias utilizando módulos híbridos, reduzindo a criticidade operativa a partir de falha de um componente ou de necessidade de manutenção.

O desempenho das topologias BSS e BD3 que utilizaram módulos híbridos não indicou a superioridade esperada em relação a topologias convencionais, apresentando indisponibilidade e taxa de falhas superiores à configuração de referência BD4 convencional. A única topologia que apresentou resultados satisfatórios foi a de BPT com módulo híbrido, apesar de não ser normalmente utilizada.

A aplicação de módulos híbridos normalmente ocorre com a premissa de que o equipamento irá conter os elementos de um módulo de conexão de maneira completa, agregando transformadores de instrumentos, seccionadores e disjuntor em um único chassi, todos os dispositivos imersos em SF<sub>6</sub>. A imersão neste meio isolante traz uma série de vantagens, como a não exposição das partes ativas de equipamentos ao ambiente. Porém, o fato de estarem vários elementos integrados em um único componente, traz a desvantagem de que, caso haja necessidade de realização de uma manutenção preventiva ou haja ocorrência de uma falha, invariavelmente teremos que retirar de operação a função de transmissão como um todo, caso das topologias de Barra Simples Seccionada e Barra Dupla a Três Chaves. Este fato não ocorre em topologias convencionais como BPT e BD4 convencionais, as quais possuem redundância capaz de retirar elementos de operação para atividades de manutenção, mantendo a função de transmissão em operação.

Uma das alternativas propostas para contornar este tipo de problema neste estudo foi a aplicação de TPs, TCs e um seccionador convencional para compor um arranjo BPT com aplicação de módulo híbrido. Os resultados obtidos foram considerados satisfatórios, com uma

grande melhoria em relação aos índices de confiabilidade dos arranjos BSS e BD3 contendo módulos híbridos e uma melhoria considerável em relação a taxas de falhas considerando o arranjo de referência convencional.

Portanto, a utilização deste equipamento é aplicável quando existir restrição de espaço para as instalações e interesse na redução de número de intervenções de manutenção ao longo do tempo, mas não se comprovando efetivamente como um elemento que cause redução considerável em termos de taxas de falha e indisponibilidade. Sua aplicação deve ser cuidadosamente avaliada em função de seu custo de aquisição, superior ao valor dos demais equipamentos convencionais e DCB. O custo do módulo híbrido, em torno de R\$ 2 milhões para a configuração barra dupla na classe de tensão de 230 kV, segundo cotação do ano de 2016 junto ao fabricante ABB, também é um elemento que restringe a sua aplicação.

## 6 CONCLUSÕES

A partir das simulações e das análises desenvolvidas neste estudo, é possível afirmar que a utilização de equipamentos não convencionais em subestações de transmissão de energia elétrica deve ser avaliada de maneira criteriosa para cada tipo de aplicação.

Os ganhos em termos de confiabilidade de topologias com DCB passaram a ser relevantes em configurações de DJM e BDDD. Estas topologias apresentaram ganhos em relação à configuração de referência, mas trazem um maior custo às instalações pelo maior número de DCBs por módulo. A sua utilização em BSS não se mostrou adequada para os parâmetros de confiabilidade desejada pelo setor elétrico brasileiro, possuindo menor confiabilidade em relação à topologia BD4 convencional. Portanto, provavelmente não seria aprovada para a devida aplicação e remuneração pela ANEEL (ONS, 2016).

Em relação à utilização de módulos híbridos, o desempenho foi considerado satisfatório apenas com uma configuração BPT que mescla este equipamento com elementos convencionais, possibilitando a criação de novos ramos elétricos redundantes, sendo possível contornar o módulo híbrido em caso de falha, mantendo a instalação em operação. As topologias BSS e BD3 não apresentaram bom desempenho em termos de confiabilidade, não sendo recomendada a sua utilização. Desta forma, a utilização de módulo híbrido deve ser cuidadosamente avaliada, pois traz redução de esforços de manutenção, redução de taxa de falhas no caso BPT, mas a sua indisponibilidade em caso de eventos de manutenção programada e nos seus próprios eventos de falha elevam a sua indisponibilidade.

Realizando uma comparação entre o desempenho de DCB e módulo híbrido em suas topologias, foi verificada uma superioridade dos arranjos com DCB. Porém, deve ser feita uma ressalva de que a utilização de módulos híbridos beneficia a utilização deste componente sem redundância de ramos elétricos, o que reduz o seu desempenho de índices de confiabilidade.

A redução de espaço para a instalação é uma característica importante que foi plenamente atendida por ambos equipamentos não convencionais, um critério a ser avaliado em locais onde os gastos fundiários sejam relevantes, principalmente nos grandes centros urbanos, apesar do custo mais elevado dos dispositivos. Desta forma, estes equipamentos, em conjunto com soluções em GIS, podem ser as únicas opções para viabilização de uma nova subestação em uma grande cidade, o que justifica a sua importância em relação às demais tecnologias normalmente utilizadas.

Em relação ao uso de seccionadores, foi possível observar que os mesmos aumentam a taxa de falhas das subestações por serem mais um conjunto de equipamentos com a possibilidade de causar uma indisponibilidade, mas possibilitam uma flexibilidade operativa que permite isolar outros componentes em falha, como disjuntores, possibilitando uma recomposição mais rápida do sistema. Desta forma, sua utilização não deve ser descartada a não ser em casos específicos, como em topologias em barra simples, onde existe a necessidade de retirar a Função de Transmissão de operação para realização de manutenções preventivas, as quais são mais frequentes neste tipo de equipamento. Nos demais casos, em função de proporcionarem melhor flexibilidade operativa e por terem taxa de falhas inferiores aos mesmos índices de disjuntores, por exemplo, a sua aplicação é justificada.

Como proposta de estudo futuro, existe a possibilidade de aplicação de método de análise de confiabilidade que avalie também os possíveis cortes de carga em função de indisponibilidade de fontes. Além disso, este método deverá ser aplicável a um maior número de equipamentos e ramos, considerando a influência nos índices de confiabilidade de contingências acima de segunda ordem.

## REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR-5462**: confiabilidade e manutenibilidade. Rio de Janeiro: ABNT, 1994.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa N° 729 de 28 de Junho de 2016**. Estabelece as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade e à capacidade operativa das instalações sob responsabilidade de concessionária de transmissão integrantes da Rede Básica e das instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais que se conectam à Rede Básica, conforme Resolução Normativa n° 442, de 26 de julho de 2011, e dá outras providências. Brasília, 2016.

ALLAN, R. N.; BILLINTON, R.; OLIVEIRA, M. F. An efficient algorithm for deducing the minimal cuts and reliability indices of a general network configuration. **IEEE Transactions on Reliability**, v. R-25, n. 4, p. 226-233, 1976.

AMORIM, H. P.; DOMINGUES, L. A. M. C.; LISBOA, E. F. A. Avaliação da confiabilidade de subestações. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2004, Brasília. **Anais...** Brasília, 2004.

ANDERSSON, U.; JUBERT, D. C.; EVERS, T. Developing and installing substations for oil and gas facilities in very cold and remote locations. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 47, n. 3, p. 1184–1192, 2011.

BEN-DAYA, M. et al. **Handbook of maintenance management and engineering**. London: Springer, 2009.

BILLINTON, R.; YANG, H. Incorporating maintenance outage effects in substation and switching station reliability studies. In: CANADIAN CONFERENCE ON ELECTRICAL AND COMPUTER ENGINEERING, 2005, Saskatoon. **Proceedings...** Saskatoon: IEEE, 2005. p. 599–602.

BILLINTON, R.; ALLAN, R. **Reliability evaluation of power systems**. New York: Plenum Press, 1996.

CHAREONSRIKASEM, S. et al. **Enhancement of substation reliability by retrofitting existing bus configuration applying hybrid switchgear**. Paris: Cigré, 2012. Report B3-206.

CIGRÉ WORKING GROUP A3.06. **Final report of the 2004 - 2007 international enquiry on reliability of high voltage equipment. Part 1: Summary and general matters**. Cigré Brochure, v. 509, Oct. 2012a.

CIGRÉ WORKING GROUP A3.06. **Final report of the 2004 - 2007 international enquiry on reliability of high voltage equipment. Part 2: Reliability of high voltage SF<sub>6</sub> circuit breakers**. Cigré Brochure, v. 510, Oct. 2012b.

CIGRÉ WORKING GROUP A3.06. **Final report of the 2004 - 2007 international enquiry on reliability of high voltage equipment. Part 3: Disconnectors and earthing switches**. Cigré Brochure, v. 511, Oct. 2012c.

CIGRÉ WORKING GROUP A3.06. **Final report of the 2004 - 2007 international enquiry on reliability of high voltage equipment. Part 4: Instrument transformers.** Cigré Brochure, v. 512, Oct. 2012d.

CIGRÉ WORKING GROUP A3.06. **Final report of the 2004 - 2007 international enquiry on reliability of high voltage equipment. Part 5: Gas insulated switchgear (GIS).** Cigré Brochure, v. 513, Oct. 2012e.

COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Parcela variável das instalações de transmissão.** 2018.

FALCÃO, G.; LACORTE, M.; PUGA, C. Comparativo entre arranjos BD4/BD3 e tecnologias AIS/MTS para subestação Manoel da Nóbrega 230/138 kV – 450 MVA e 230/88 kV – 225 MVA. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017, Curitiba. **Anais...** Curitiba, 2017.

FRONTIN, S. **Equipamentos de alta tensão: prospecção e hierarquização de inovações tecnológicas.** Brasília: Teixeira, 2013.

FUECHSLE, D.; PAUL, W. **Hybrid solutions an attractive option for modernisation and retrofit of AIS substations.** Paris: Cigré, 2008. Report B3-207.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 60694:2012:** common specifications for high-voltage switchgear and controlgear standards. Geneva, 2012.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 62271-100:2008:** high-voltage switchgear and controlgear - part 100: high-voltage alternating-current circuit-breakers. Geneva, 2008.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 62271-102:2018:** high-voltage switchgear and controlgear - part 102: alternating current disconnectors and earthing switches. Geneva, 2018.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 62271-108:2005:** high-voltage switchgear and controlgear - part 108: high-voltage alternating-current disconnecting circuit-breakers for rated voltages 72,5 kV and above. Geneva, 2005.

KOVALENKO, M. **Renovation and up-rating of substations applying new technologies of equipment of high voltage obtaining greater availability of electric power and compaction of the dimensions of the substations.** Paris: Cigré, 2014. Report B3-201.

KOVALENKO, M. **DCB – Interruptores seccionadores:** soluciones innovativas de subestaciones. Presentación de producto ABB. 2013.

LARSSON, J. R.; SÖLVER, C. E.; HAGLUND, L. Disconnecting circuit breaker enables smarter substation design. In: IEEE PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION: SMART SOLUTIONS FOR A CHANGING WORLD, 2010, New Orleans. **Proceedings...** New Orleans: IEEE, 2010. p. 1–5.

MINISTÉRIO DO TRABALHO E PREVIDÊNCIA SOCIAL. **NR-10** - segurança em instalações e serviços em eletricidade. Aprovada pela portaria n° 508, de 29 de abril de 2016. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 2 mai. 2016. Disponível em: <<http://trabalho.gov.br/images/Documentos/SST/NR/NR10.pdf>>. Acesso em: 22 mar. 2019.

NAGARSHETH, R.; SINGH, S. Study of gas insulated substation and its comparison with air insulated substation. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 55, p. 481–485, 2014.

OLOVSSON, H.; SÖLVER, C. E. Suitable single line configurations and corresponding availability and space requirements in applications of Disconnecting Circuit Breakers for AIS S/S. In: CIGRÉ SC A3 & B3 JOINT COLLOQUIUM, 2005, Tokyo. **Proceedings...** Tokyo, 2005.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos de rede**: submódulo 2.3: requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos. Brasília, 2016. Rev. 2016.12.

PERIC, D.; TANASKOVIC, M.; PETROVIC, N. **Reliability of HV/MV substations with air-isolated and gas-insulated switchgear**. Paris: Cigré, 2014. Report B3-216.

QUINTANA, J.; MARIN, B. Substation switching arrangements using compact hybrid modules. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON RENEWABLE ENERGY RESEARCH AND APPLICATIONS, 4., 2015, Palermo. **Proceedings...** Palermo: IEEE, 2015.

SÖLVER, C. E. et al. **Environmental benefits of AIS substations with disconnecting circuit-breakers**. Paris: Cigré, 2008. Report B3-204.

SÖLVER, C. E. et al. **Innovative substations with high availability using switching modules and disconnecting circuit breakers**. Paris: Cigré, 2000. Report 23-102.

VIOLIN, A. **Avaliação da confiabilidade de subestações baseada nos desempenhos estático e dinâmico de sistemas elétricos de potência**. 2014. 235p. Tese (Doutorado em Ciências em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2014.

WANG, F. et al. Reliability evaluation of substations subject to protection system failures. In: IEEE GRENOBLE CONFERENCE, 2013, Grenoble. **Proceedings...** Grenoble, 2013.

ZHANG, J. et al. Analysis of technology and economy of new generation smart substation. In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 1., 2015, Denver. **Proceedings...** Denver, 2015. p. 2–7.

## APÊNDICE:

Exemplo de aplicação da metodologia proposta para obtenção de índices de confiabilidade

## **APÊNDICE: EXEMPLO DE APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA PARA OBTENÇÃO DE ÍNDICES DE CONFIABILIDADE**

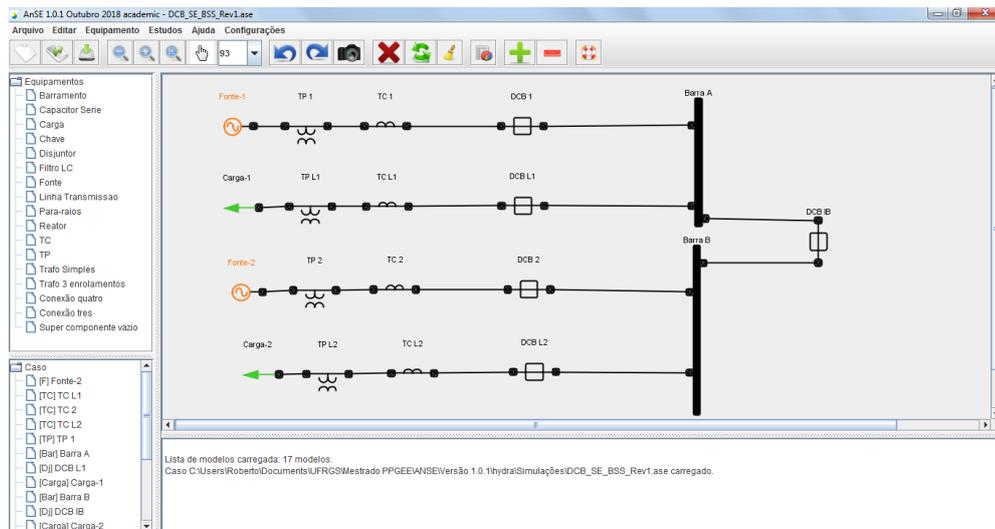
### **APRESENTAÇÃO**

Este apêndice tem como objetivo ilustrar a obtenção passo a passo de resultado de confiabilidade de uma topologia escolhida como exemplo, no caso, barra simples seccionada (BSS) com a utilização de DCB, através de simulações com o *software* AnSE Visual, correção dos resultados através da eliminação caminhos irreais entre a fonte e a carga a partir dos relatórios de cálculo emitidos por este *software*, e a posterior consolidação do resultado final em planilha de cálculo.

### **OBTENÇÃO PASSO A PASSO DE RESULTADO DE CONFIABILIDADE**

A primeira etapa a ser cumprida para a execução de simulação de confiabilidade é a montagem do esquemático da subestação a ser simulada no AnSE Visual, a partir dos blocos que representam cada tipo de equipamento, como disjuntores, seccionadores, transformadores de instrumentos e barramentos. A Figura 31 mostra a subestação com topologia BSS com DCB a ser simulada.

**Figura 31 Simulação de subestação BSS com DCB**



Fonte: Elaborado pelo autor.

Em seguida, são obtidos os índices totais de falhas dos equipamentos presentes na simulação da subestação a partir da literatura, conforme Tabela 23.

**Tabela 23 Frequência de falhas de equipamentos da simulação**

Equipamento	Taxa de falhas (falhas/ano)
Disjuntor	0,0048
Transformador de Instrumentos	0,00088
Barramento	0,003

Fonte: (CIGRÉ, 2012b, 2012d; WANG, 2013).

Após a obtenção dos índices totais de falhas, os mesmos devem ser separados entre os eventos que podem causar um evento de falha ativa e os que causam apenas falhas passivas, em função de sua característica de falha. Conforme a Tabela 24 e Tabela 25, os eventos que causam falhas ativas estão relacionados principalmente a eventos de curto-circuito de equipamentos e travamento de disjuntores na posição fechada ou de não abertura na ocorrência de falta, o que poderia causar um evento de abertura dos demais disjuntores dos módulos da subestação, retirando toda a instalação de operação.

**Tabela 24 Tipos de falhas de disjuntores e DCB**

Disjuntor		
Tipos de Falhas	AIS	
	Ativa	Passiva
Não fecha ao comando	-	25,1
Não abre ao comando	12,7	-
Fecha sem comando	-	0,2
Abre sem comando	-	5
Falha na condução de corrente	-	1,3
Curto circuito diverso	6,9	-
Equipamento travado em posição aberta ou fechada *	22,3	-
Perda de integridade mecânica	-	7
Outros	-	4,5
Total	41,9	43,1

Fonte: (CIGRÉ, 2012b) e adaptado pelo autor.

**Tabela 25 Tipos de falhas de transformadores de instrumentos**

Transformadores de Instrumentos		
Tipos de Falhas	AIS	
	Ativa	Passiva
Falha dielétrica interna	284	-
Falha dielétrica externa	22	-
Perda de integridade de conexões do primário	17	-
Perda de integridade de conexões do secundário	43	-
Vazamento do meio de isolamento	-	73
Perda de integridade mecânica	-	54
Perda de exatidão	-	40
Falsas leituras	-	19
Perda de função dos circuitos de damping	-	4
Perda de monitoramento (pressão de óleo, densidade de SF <sub>6</sub> )	-	12
Outros	-	72
Total de falhas	366	274

Fonte: (CIGRÉ, 2012d) e adaptado pelo autor.

Visando obter as taxas de falhas ativas e passivas para cada equipamento, utilizou-se as equações (32) e (33), as quais multiplicam a taxa de falhas global dos componentes pelo percentual de ocorrência de cada tipo de falha.

$$\lambda_a = \lambda \cdot \frac{n_a}{n_t} \quad [\text{falhas ativas/ano}] \quad (32)$$

$$\lambda_p = \lambda \cdot \frac{n_p}{n_t} \quad [\text{falhas passivas/ano}] \quad (33)$$

Onde:

$n_a$ : número de falhas ativas

$n_p$ : número de falhas passivas

$n_t$ : número total de falhas

Como exemplo, a equação 35 indica o resultado obtido de falha ativa para o DCB, a partir dos dados de entrada contidos na Tabela 23 e na Tabela 24.

$$\lambda_{aDCB} = 0,0048 \cdot \frac{41,9}{85} \quad [\text{falhas ativas/ano}] \quad (34)$$

$$\lambda_{pDCB} = 0,00237 \quad [\text{falhas passivas/ano}] \quad (35)$$

Este mesmo tipo de cálculo deve ser executado para os demais equipamentos envolvidos na simulação.

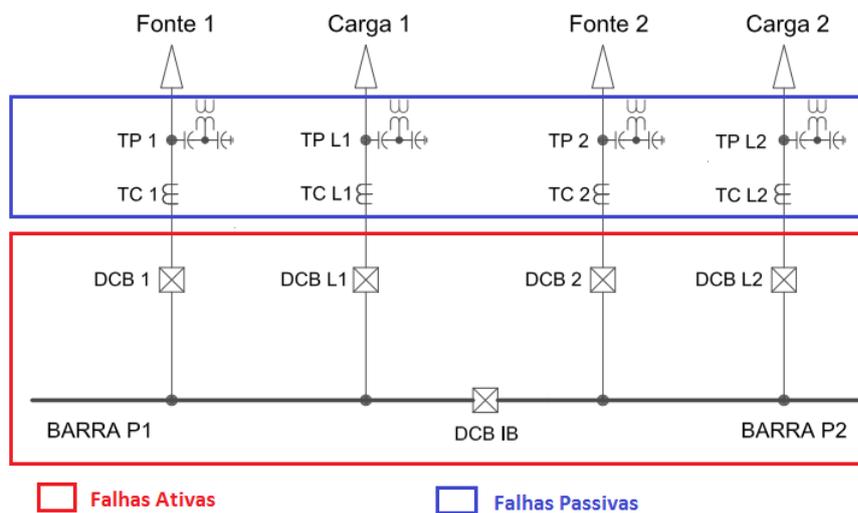
A Tabela 26 abaixo indica o resultado da separação dos eventos entre falhas passivas e falhas ativas para cada tipo de equipamento.

**Tabela 26 Falhas ativas e passivas de equipamentos**

Equipamento	AIS	
	$\lambda_a$ (falhas/ano)	$\lambda_p$ (falhas/ano)
Disjuntor	0,00237	0,002434
Transformador de Instrumentos	0,00151	0,00113
Barramento	0,003	-

Fonte: (CIGRÉ, 2012b, 2012d; WANG, 2013) e adaptado pelo autor.

Após obtidos os resultados de falhas ativas e falhas passivas, deve ser verificada a influência da posição do equipamento na topologia para verificar se o mesmo pode causar uma falha ativa ou pode apenas causar falha passiva. A Figura 32 mostra, no exemplo em questão, quais equipamentos podem causar falha ativa e os que causam apenas falhas passivas.

**Figura 32 Falhas ativas e passivas relacionadas à topologia**

Fonte: Elaborado pelo autor.

Depois de serem definidos os equipamentos passíveis de falhas ativas, devem ser atribuídos os dados de falha e manutenção no AnSE Visual. Na figura 33, é indicado como são inseridos os dados no *software*.

**Figura 33 Atribuição de dados de falha e manutenção no AnSE Visual**

Fonte: Elaborado pelo autor.

Efetuada as atribuições de parâmetros da simulação, devem ser verificados os caminhos da fonte até a carga, confirmando se não foram criados caminhos irreais de acordo com a topologia em análise. A Figura 34 mostra os caminhos estabelecidos para a topologia BSS com DCB, onde não houve criação de caminhos irreais.

**Figura 34 Estabelecimento dos caminhos da fonte à carga**

Caminhos para a Carga - Carga-1:

Caminho -> [ Fonte-1, TP 1, TC 1, DCB 1, Barra A, DCB L1, TC L1, TP L1, Carga-1]

Caminho -> [ Fonte-2, TP 2, TC 2, DCB 2, Barra B, DCB IB, Barra A, DCB L1, TC L1, TP L1, Carga-1]

Após a verificação dos caminhos da fonte à carga, deve ser realizada a simulação no *software*, com a obtenção dos resultados e dos relatórios com o detalhamento dos cálculos. A Tabela 27 indica os resultados obtidos de falhas passivas, a Tabela 28 indica os resultados de falhas ativas e a Tabela 29 contém os resultados gerais simulados.

**Tabela 27 Resultados de falhas passivas para exemplo de BSS com DCB**

Equipamento	Taxa de Falha (f/ano)	Duração (horas)	Indisponibilidade(horas)
[ Barra A]	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
[ DCB L1]	2,43E-03	2,40E+01	5,84E-02
[ TC L1]	2,64E-03	1,00E+01	2,64E-02
[ TP L1]	2,64E-03	1,00E+01	2,64E-02
[ TP 1, TP 2]	1,59E-08	5,00E+00	7,96E-08
[ TP 1, TC 2]	1,59E-08	5,00E+00	7,96E-08
[ TP 1, DCB 2]	2,49E-08	7,06E+00	1,76E-07
[ TP 1, Barra B]	1,08E-08	1,67E+00	1,81E-08
[ TP 1, DCB IB]	2,49E-08	7,06E+00	1,76E-07
[ TC 1, TP 2]	1,59E-08	5,00E+00	7,96E-08
[ TC 1, TC 2]	1,59E-08	5,00E+00	7,96E-08
[ TC 1, DCB 2]	2,49E-08	7,06E+00	1,76E-07
[ TC 1, Barra B]	1,08E-08	1,67E+00	1,81E-08
[ TC 1, DCB IB]	2,49E-08	7,06E+00	1,76E-07
[ DCB 1, TP 2]	2,49E-08	7,06E+00	1,76E-07
[ DCB 1, TC 2]	2,49E-08	7,06E+00	1,76E-07
[ DCB 1, DCB 2]	3,25E-08	1,20E+01	3,90E-07
[ DCB 1, Barra B]	2,17E-08	1,85E+00	4,00E-08
[ DCB 1, DCB IB]	3,25E-08	1,20E+01	3,90E-07
<b>Total</b>	<b>7,71E-03</b>	<b>1,44E+01</b>	<b>1,11E-01</b>

Fonte: Elaborado pelo autor.

**Tabela 28 Resultados de falhas ativas para exemplo de BSS com DCB**

Equipamento	Taxa de Falha (f/ano)	Duração (horas)	Indisponibilidade(horas)
[ DCB 1]	2,37E-03	2,00E+00	4,74E-03
[ DCB IB]	2,37E-03	2,00E+00	4,74E-03
<b>Total</b>	<b>4,74E-03</b>	<b>2,00E+00</b>	<b>9,48E-03</b>

Fonte: Elaborado pelo autor.

**Tabela 29 Resultados totais para exemplo de BSS com DCB**

Taxa de Falha (f/ano)	Duração (horas)	Indisponibilidade(horas)
1,2457E-2	1,2457E-2	1,2457E-2

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os resultados contidos na Tabela 27 indicaram a Barra A como passível de falha passiva apenas, apesar de não terem sido atribuídos índices para este tipo de evento, porém uma falha ocorrida neste elemento retira outros módulos de operação, caracterizando uma falha ativa conforme premissas adotadas neste trabalho. Assim como o DCB da carga L1 é passível de falha ativa, visto que retira de operação o seu próprio módulo assim como os demais equipamentos conectados no barramento. A Tabela 30 mostra as falhas ativas inseridas manualmente após a simulação, visando corrigir estas distorções.

**Tabela 30 Falhas ativas inseridas manualmente pós-simulação**

Equipamento	Taxa de Falha (f/ano)	Duração (horas)	Indisponibilidade(horas)
[ Barra A]	3,00E-03	2,00E+00	6,00E-03
[ DCB L1]	2,37E-03	2,00E+00	4,74E-03
Total	5,37E-03	2,00E+00	1,07E-02

Fonte: Elaborado pelo autor.

Em função de não haver redundância de caminhos no módulo da carga L1, estando todos os seus componentes em série desde a fonte até a carga, a retirada de operação do DCB deste módulo para execução de manutenção preventiva causa indisponibilidade à carga, com os respectivos índices mostrados na Tabela 31. Os demais equipamentos não foram considerados neste tipo de evento em função da premissa adotada de que os transformadores de instrumentos seriam retirados de operação para manutenções preventiva apenas quando outros elementos, como DCBs e seccionadores, estivessem sofrendo manutenção. Assim como foi considerado que os barramentos não sofreriam manutenções preventivas.

**Tabela 31 Eventos de manutenção programada inseridos manualmente pós-simulação**

Equipamento	Taxa de Falha (f/ano)	Duração (horas)	Indisponibilidade(horas)
[DCB L1]	6,70E-02	1,00E+01	6,70E-01
Total	6,70E-02	1,00E+01	6,70E-01

Fonte: Elaborado pelo autor.

Desta forma, após todas as etapas indicadas na metodologia cumpridas, com os resultados obtidos a partir do *software* corrigidos e somados os parâmetros de falhas e de manutenção incluídos manualmente, o resultado final de confiabilidade pode ser obtido, conforme indicado na Tabela 32.

**Tabela 32 Confiabilidade do exemplo de topologia BSS com DCB**

	$\lambda$ (f/a)	r (h)	U (h/a)
Falhas Ativas AnSE	4,74E-03	2,00E0	9,48E-03
Falhas Ativas Adicionadas	5,37E-03	2,00E+00	1,07E-02
Falhas Passivas	7,71E-03	1,44E+01	1,11E-01
Manutenção	6,700E-02	1,000E+01	6,700E-01
Total	8,482E-02	9,448E+00	8,014E-01

Fonte: Elaborado pelo autor.