

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ - UNIFEI

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**ÍNDICE PARA CLASSIFICAÇÃO DE CONFIGURAÇÕES
DE BARRA DE SUBESTAÇÕES**

AIRTON VIOLIN

Itajubá, novembro de 2003

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

***ÍNDICE PARA CLASSIFICAÇÃO DE CONFIGURAÇÕES
DE BARRA DE SUBESTAÇÕES***

AIRTON VIOLIN

Dissertação Submetida ao

INSTITUTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Como requisito parcial para obtenção do grau de
Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Manuel Luís Barreira Martinez
Universidade Federal de Itajubá

Co-Orientador: Eng. Roberto Luís Magalhães Rocha
Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

NOVEMBRO DE 2003
ITAJUBÁ – MG – BRASIL

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Mauá
Bibliotecária Jacqueline Rodrigues de Oliveira Balducci – CRB_6/1698

V795i

Violin, Airton.

Índice para classificação de configurações de
barra de subestações/por Airton Violin;
orientado por Manuel Luís Barreira Martinez e
co-orientado por Roberto Luiz Magalhães Rocha.
Itajubá, MG : UNIFEI, 2003.

102p.il.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal
de Itajubá

1. Sistema de Potência. 2. Subestação. 3.
Configuração de barra. 4. Esquema de
manobra. I. Martinez, Manuel Luís
Barreira, orient. II. Rocha, Roberto Luiz
Magalhães, co-orient. III. Universidade
Federal de Itajubá. IV. Título.

AGRADECIMENTOS:

- Ao Prof. Martinez pelo estímulo dado ao desenvolvimento dessa Dissertação.
- Aos engenheiros Dalton O. Camponês do Brasil, Ary D’Ajuz e Roberto Luís Magalhães Rocha, do ONS, pela boa vontade na cessão de material técnico.
- Ao prof. Carlos Augusto Ayres, Coordenador dos Cursos de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá, pela atenção dispensada.
- A Renata Jacyszyn Bacheга, aluna da Universidade Federal de Itajubá, pelo auxílio na elaboração do texto.

“Dedicado aos profissionais de engenharia que exercem a função com ética e responsabilidade”

RESUMO:

Os estudos elétricos que são realizados, em nível de planejamento, para a definição da expansão de sistemas de transmissão, em geral, não representam em detalhes as configurações de barra das subestações envolvidas. Por outro lado, sabe-se que os recentes “black-outs” ocorridos no Brasil foram conseqüências, diretas ou indiretas, de saídas múltiplas e simultâneas provocadas por falhas no pátio de manobras de determinadas subestações da rede básica, indicando a necessidade de avaliações mais detalhadas em suas configurações de barra. O objetivo do trabalho é o de propor indicadores quantitativos para subsidiar análises comparativas entre diferentes tipos de configurações de barra, orientando possíveis reforços em subestações existentes e evitando configurações indesejáveis em subestações futuras, minimizando com isto a existência de “elos frágeis” na rede básica. São propostos indicadores, realizados testes e discutidas as vantagens, desvantagens e as limitações nas suas aplicações.

ABSTRACT:

The power system studies carried out on planning level to define the transmission expansion system, in general, do not include accurate models for substations bus arrangements. On the other hand, as it is known some substations were involved in recent black-outs occurred in the Brazilian system because of failures in its bus arrangements. The main consequences were the multiple and simultaneous outages in the transmission system, showing the necessity of detailed analysis. The main goal of this work is to propose quantitative indices to do comparative studies, taking in account different substations. This kind of analysis will make possible the improvement of the existing substations and to assure that the future ones will not represent a high risk to the system security. Indices are proposed, tests are carried out and the advantages and disadvantages, as long as the limits of the methodology are discussed.

ÍNDICE

Agradecimentos	iv
Resumo	v
Abstract	vi
Lista de Tabelas	viii
Lista de Figuras	ix
1 – Introdução:	1
2 – Caracterização do Problema:	3
3 – Análise a Três Parâmetros:	9
3.1 – Parâmetros Quantitativos:	9
3.1.1 – Segurança:	10
3.1.2 – Confiabilidade:	15
3.1.3 – Flexibilidade:	17
3.1.4 – Índice de Desempenho da Subestação:	21
3.2 – Dados Típicos Utilizados:	22
3.3 – Subestações Típicas Utilizadas Como Teste:	23
3.4 – Resultados de Aplicação da Metodologia:	31
3.4.1 – Resultados Parciais:	31
3.4.2 – Resultados de Índices de Desempenho da Subestação:	34
3.5 – Comentários:	37
4 – Análise a Um Parâmetro:	39
4.1 – Parâmetro da Segurança:	40
4.2 – Dados Utilizados:	44
4.2.1 – Dados estatísticos para a faixa de tensão entre 300 a 599 kV:	44
4.2.2 - Dados estatísticos para a faixa de tensão entre 200 a 299 kV:	49
4.2.3 – Resumo de dados típicos informados pelo ONS:	50
4.2.4 – Dados adotados para a análise das subestações:	52
4.3 – Testes com Subestações da Rede Básica :	54
4.4 – Resultados da Aplicação da Metodologia:	62
4.5 – Comentários:	65
5 – Critérios para a Utilização da Metodologia:	66
6 – Conclusões:	69
Referências:	71
Anexos:	72
I - Aplicação da Metodologia - Análise A Três Parâmetros:	73
II – Índice de Segurança versus Disjuntores com Pólo Preso:	83
III – Índice de Segurança versus Níveis de Severidade:	88
IV - Aplicação da Metodologia - Análise A Um Parâmetro:	92

Lista de Tabelas:

<i>Tabela 3.1 – Dados típicos de falhas de componentes do pátio de manobras.....</i>	<i>22</i>
<i>Tabela 3.2 – Dados típicos de falhas de solicitações externas à subestação.</i>	<i>22</i>
<i>Tabela 3.3 – Classificação de Falhas para Subestações com 6 Conexões.</i>	<i>31</i>
<i>Tabela 3.4 – Indisponibilidades para uma subestação com 6 conexões.....</i>	<i>32</i>
<i>Tabela 3.5 - Indicador de Flexibilidade Operativa para Subestações de 6 Conexões.....</i>	<i>33</i>
<i>Tabela 3.6 – Índice de Desempenho para Subestações de Categoria A.....</i>	<i>35</i>
<i>Tabela 3.7 – Índice de Desempenho para Subestações de Categoria B.....</i>	<i>36</i>
<i>Tabela 3.8 – Resultados para Subestações de Categoria A (elevada segurança).....</i>	<i>37</i>
<i>Tabela 4.1 – Critério para a Classificação das Falhas na Subestação.....</i>	<i>40</i>
<i>Tabela 4.2 – Falhas ocorridas em um período de cinco anos [8].....</i>	<i>44</i>
<i>Tabela 4.3 – Tempo total desligado em um período de cinco anos [8].....</i>	<i>44</i>
<i>Tabela 4.4 – Número de Componentes de Subestação Típica.....</i>	<i>45</i>
<i>Tabela 4.5 – Universos de componentes para um período de observação de cinco anos.....</i>	<i>46</i>
<i>Tabela 4.6 – Dados estatísticos de componentes para um período de cinco anos.....</i>	<i>46</i>
<i>Tabela 4.7 - Falhas em Disjuntores em um período de cinco anos [8].....</i>	<i>47</i>
<i>Tabela 4.8 – Dados estatísticos de Disjuntores para um período de cinco anos.....</i>	<i>47</i>
<i>Tabela 4.9 - Dados estatísticos de Linhas para um período de cinco anos [8].....</i>	<i>48</i>
<i>Tabela 4.10 - Dados estatísticos de Transformadores e Reatores para cinco anos [8].....</i>	<i>48</i>
<i>Tabela 4.11 - Dados estatísticos para tensão entre 200 a 299 kV para cinco anos.....</i>	<i>49</i>
<i>Tabela 4.12 – Dados típicos de Linhas de Transmissão informados pelo ONS.....</i>	<i>50</i>
<i>Tabela 4.13 – Dados típicos de Disjuntores informados pelo ONS.....</i>	<i>50</i>
<i>Tabela 4.14 – Dados típicos de Barramentos informados pelo ONS.....</i>	<i>51</i>
<i>Tabela 4.15 – Dados típicos de Transformadores informados pelo ONS.....</i>	<i>51</i>
<i>Tabela 4.16 – Dados típicos de Geradores informados pelo ONS.....</i>	<i>51</i>
<i>Tabela 4.17 – Dados adotados para comp. do Pátio de Manobras para 345/440/500 kV.....</i>	<i>52</i>
<i>Tabela 4.18 – Dados adotados de Solicitações Externas para 345/ 440/500 kV.....</i>	<i>52</i>
<i>Tabela 4.19 – Dados adotados para componentes do Pátio de Manobras para 230 kV.....</i>	<i>53</i>
<i>Tabela 4.20 – Dados adotados de Solicitações Externas para 230 kV.....</i>	<i>53</i>
<i>Tabela 4.21 - Classificação de Falhas – SE Angra 500 kV.....</i>	<i>62</i>
<i>Tabela 4.22 - Índices de Segurança para a SE Angra 500 kV.....</i>	<i>62</i>
<i>Tabela 4.23 - Classificação de Falhas – SE Cachoeira Paulista 500 kV.....</i>	<i>63</i>
<i>Tabela 4.24 - Índices de Segurança para a SE Cachoeira Paulista 500 kV.....</i>	<i>63</i>
<i>Tabela 4.25 - Classificação de Falhas – SE Angelim 230 kV.....</i>	<i>63</i>
<i>Tabela 4.26 - Índices de Segurança para a SE Angelim 230 kV.....</i>	<i>64</i>
<i>Tabela 4.27 - Classificação de Falhas – SE Samambaia 345 kV.....</i>	<i>64</i>
<i>Tabela 4.28 - Índices de Segurança para a SE Samambaia 345 kV.....</i>	<i>64</i>
<i>Tabela 5.1 – Critério de aplicação com base em Configurações de Referência.....</i>	<i>66</i>
<i>Tabela 5.2 – Critério de aplicação com base valores limites de Índice de Segurança - I_S.....</i>	<i>67</i>
<i>Tabela 7.1 – Classificação de Falhas para configurações com quatro conexões.....</i>	<i>78</i>
<i>Tabela 7.2 – Classificação de Falhas para configurações com seis conexões.....</i>	<i>78</i>
<i>Tabela 7.3 - Classificação de falhas com parametrização na probabilidade de pólo preso... </i>	<i>86</i>
<i>Tabela 7.4 – Índice de Segurança em função da probabilidade de pólo preso.....</i>	<i>87</i>
<i>Tabela 7.5 – Aumento relativo do Índice de Segurança dos valores da Tabela 7.4.....</i>	<i>87</i>
<i>Tabela 7.6 – Premissas adotadas na dissertação para Classificação de Falhas.....</i>	<i>88</i>
<i>Tabela 7.7 – Premissas deste anexo para análise de sensibilidade 1.....</i>	<i>88</i>
<i>Tabela 7.8 – Premissas deste anexo para análise de sensibilidade 2.....</i>	<i>89</i>
<i>Tabela 7.9 – Classificação de Falhas de acordo com a premissa da Tabela 7.6.....</i>	<i>89</i>
<i>Tabela 7.10 – Classificação de Falhas de acordo com a premissa da Tabela 7.7.....</i>	<i>89</i>
<i>Tabela 7.11 – Classificação de Falhas de acordo com a premissa da Tabela 7.8.....</i>	<i>90</i>
<i>Tabela 7.12 – Índice de Segurança parametrizado em função dos Níveis de Severidade.....</i>	<i>90</i>

Lista de Figuras:

<i>Figura 2.1 – Subestação em Barra Dupla / Disjuntor Simples – 4 chaves</i>	4
<i>Figura 2.2 – Configuração de Operação Normal da Subestação da Figura 2.1</i>	5
<i>Figura 2.3 – Configuração de Operação “Pós-Defeito” da Subestação da Figura 2.1</i>	5
<i>Figura 2.4 – Configuração de Operação em Emergência da Subestação da Figura 2.1</i>	6
<i>Figura 2.5 – Subestação em Barra Dupla / Disjuntor e Meio (Operação Normal)</i>	7
<i>Figura 2.6 – Configuração de Operação “Pós-Defeito” da Subestação da Figura 2.5</i>	7
<i>Figura 2.7 – Configuração de Operação em Emergência da Subestação da Figura 2.5</i>	7
<i>Figura 3.1 – Classificação em Conjuntos de Falhas na Subestação</i>	10
<i>Figura 3.2 – Aplicação de Pesos aos Conjuntos de Falhas</i>	14
<i>Figura 3.3 – Perda de Continuidade entre Conexões da Subestação</i>	15
<i>Figura 3.4 – Configuração em Fly Tap</i>	24
<i>Figura 3.5 – Configuração em Barra Simples</i>	24
<i>Figura 3.6 – Configuração em Barra Simples com By-Pass</i>	24
<i>Figura 3.7 – Configuração em Anel Simples</i>	25
<i>Figura 3.8 – Configuração em Barra Dupla / Disjuntor e Meio</i>	25
<i>Figura 3.9 – Configuração em Barra Dupla / Disjuntor Simples com 3 Chaves</i>	25
<i>Figura 3.10 – Configuração em Barra Principal + Barra de Transferência</i>	26
<i>Figura 3.11 – Configuração em Barra Principal Seccionada + Barra de Transferência</i>	26
<i>Figura 3.12 – Configuração em Barra Dupla / Disjuntor Simples com 4 Chaves</i>	26
<i>Figura 3.13 – Configuração em Anel Simples</i>	27
<i>Figura 3.14 – Configuração em Anel Múltiplo Tipo 1</i>	27
<i>Figura 3.15 – Configuração em Barra Dupla / Disjuntor e Meio</i>	27
<i>Figura 3.16 – Configuração em Barra Dupla / Disjuntor e Meio Modificado</i>	28
<i>Figura 3.17 – Configuração em Barra Dupla / Disjuntor Duplo</i>	28
<i>Figura 3.18 – Config. em B D com um Seccionamento / Disjuntor Simples com 4 Chaves</i>	28
<i>Figura 3.19 – Configuração em Barra Dupla / Disjuntor e Meio Modificado</i>	29
<i>Figura 3.20 – Configuração em Barra Dupla / Disjuntor Duplo Modificado</i>	29
<i>Figura 3.21 – Config. em B D + Barra de Transferência / Disjuntor Simples com 4 Chaves</i> 29	
<i>Figura 3.22 – Config. em B D com 2 Secc.+2 Acoplamentos / Disj. Simples com 4 Chaves</i> ..	30
<i>Figura 3.23 – Configuração em Barra Dupla / Disjuntor e Um Terço</i>	30
<i>Figura 3.24 – Configuração em Anel Múltiplo Tipo 2</i>	30
<i>Figura 3.25 – Configurações de Implantação para SE’s em B D / Disjuntor e Meio</i>	38
<i>Figura 4.1 – Gráfico de Pesos P2 / P3 em função do número de laços na SE</i>	41
<i>Figura 4.2 – Gráfico de Pesos P2 / P3 em função do número de disj. de interlig.. na SE</i>	41
<i>Figura 4.3 – Gráfico de Pesos P2 / P3 em função de laços e de disj. de interl. na SE</i>	42
<i>Figura 4.4 – Configuração SE Angra 500 kV, existente em Anel Simples</i>	54
<i>Figura 4.5 – Config. de Referência para SE Angra 500 kV em B D / Disjuntor e Meio</i>	54
<i>Figura 4.6 – Configuração Alternativa em Anel Múltiplo Tipo 1 para SE Angra 500 kV</i>	55
<i>Figura 4.7 – Config. Altern. em Anel Múltiplo Tipo 2 Incompleto para SE Angra 500 kV</i>	55
<i>Figura 4.8 – Config. da SE Cachoeira Paulista 500 kV, existente em Anel Múltiplo Tipo 2</i> .	56
<i>Figura 4.9 – Config. de Refer. para a SE Cachoeira Paulista 500 kV, em B D / Disj. e Meio</i>	56
<i>Figura 4.10 – Config. SE Angelim 230 kV, existente em B D / Barra PT – Disj. Simples</i>	57
<i>Figura 4.11 – Configuração Operacional Existente da SE Angelim 230 kV</i>	57
<i>Figura 4.12 – Config. Alternativa, com 4 Secções de Barra em Anel, na SE Angelim 230 kV</i>	58
<i>Figura 4.13 – Config. de Referência em B D / Disjuntor e Meio para SE Angelim 230 kV</i>	58
<i>Figura 4.14 – Configuração Existente, em Barra Dupla / Disjuntor Simples – 5 chaves</i>	59
<i>Figura 4.15 – Configuração de Referência, em Barra Dupla / Disjuntor e Meio</i>	59
<i>Figura 4.16 – Reforço na Config. Existente, em B D c/ 1 Seccion. / Disj. Simples – 5 chaves</i>	60
<i>Figura 4.17 – Reforço na Config. Existente, em B D / Disjuntor Duplo / Simples – 5 chaves</i>	60
<i>Figura 4.18 – Reforço na Config. Existente em B D + B. Aux. / Disj. Duplo / Simples – 4 ch</i>	61

<i>Figura 4.19 – Reforço na Config. Existente para a Barra Dupla Operar em “Anel Simples”</i>	61
<i>Figura I.1 – Explicativa do Anexo I</i>	73
<i>Figura I.2 – Explicativa do Anexo I</i>	73
<i>Figura I.3 – Explicativa do Anexo I</i>	74
<i>Figura I.4 – Explicativa do Anexo I</i>	74
<i>Figura I.5 – Explicativa do Anexo I</i>	74
<i>Figura I.6 – Explicativa do Anexo I</i>	75
<i>Figura I.7 – Explicativa do Anexo I</i>	75
<i>Figura I.8 – Explicativa do Anexo I</i>	75
<i>Figura I.9 – Explicativa do Anexo I</i>	76
<i>Figura I.10 – Explicativa do Anexo I</i>	76
<i>Figura I.11 – Explicativa do Anexo I</i>	77
<i>Figura I.12 – Explicativa do Anexo I</i>	77
<i>Figura I.13 – Explicativa do Anexo I</i>	77
<i>Figura I.14 – Explicativa do Anexo I</i>	79
<i>Figura I.15 – Explicativa do Anexo I</i>	80
<i>Figura I.16 – Explicativa do Anexo I</i>	80
<i>Figura I.17 – Explicativa do Anexo I</i>	81
<i>Figura I.18 – Explicativa do Anexo I</i>	82
<i>Figura II.1 – Explicativa do Anexo II</i>	84
<i>Figura II.2 – Explicativa do Anexo II</i>	84
<i>Figura II.3 – Explicativa do Anexo II</i>	84
<i>Figura II.4 – Explicativa do Anexo II</i>	85
<i>Figura II.5 – Explicativa do Anexo II</i>	85
<i>Figura IV.1 – Explicativa do Anexo IV</i>	92
<i>Figura IV.2 – Explicativa do Anexo IV</i>	93

1 – Introdução:

Nos últimos dez anos o setor elétrico brasileiro vem sofrendo alterações em sua estrutura institucional. Neste período foram privatizadas quase a totalidade da atividade de distribuição de energia, parte da geração existente, além do lançamento de licitações para a construção de novas usinas e sistemas de transmissão de energia elétrica. Com a criação da ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica e do ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico a desregulamentação do setor foi efetivada, criando um novo ambiente para atrair investimentos privados às áreas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Entre outros fatores, o aumento do número de agentes envolvidos neste setor, a escassez de recursos econômicos, a ótica econômica dos novos investidores e os interesses antagônicos envolvidos obrigaram os órgãos reguladores a estabelecerem procedimentos e critérios quantitativos, impondo compromissos e metas a serem atendidas de forma a resguardar os interesses dos consumidores relativos à segurança, continuidade e qualidade do fornecimento de energia elétrica.

Os estudos realizados para a expansão dos sistemas de transmissão, de maneira geral, consideram as subestações como “nós cem por cento confiáveis” de forma que são analisadas as contingências no nível da transmissão, sem detalhar a subestação. Por outro lado, sabe-se que as subestações são locais de manobras, de proteção, de supervisão e de conexão da transmissão; e que “nós cem por cento confiáveis não existem”, pois o pátio de manobras tem uma configuração elétrica composta pelos seus equipamentos (disjuntores, seccionadoras, barramentos, transformadores de corrente e de potencial, pára-raios, etc) e que por isso está sujeito à ocorrência de falhas. Recentes “black-outs” ocorridos no Brasil chamaram a atenção a este fato devido à ocorrência de saídas múltiplas e simultâneas em determinadas subestações da rede básica [1].

No que se refere às configurações de barra das subestações, o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS em seu documento: “*Módulo 2 dos Procedimentos de Redes – Padrões de Desempenho da Rede Básica e Requisitos Mínimos para suas Instalações*” [2], em seu sub módulo 2.3 define os tipos de configurações de barra a serem adotadas em função da classe de tensão. Este critério não é o ideal por ser rígido em determinadas circunstâncias e frouxo em outras. Por exemplo, para a classe de tensão 230 kV a configuração de barra definida é ‘Barra Dupla / Disjuntor Simples – 4 chaves’, que para um pátio de grande porte associado a outro de classe 500 kV, pode ser insuficiente do ponto de vista da segurança operativa do sistema. Já, para um sistema radial em fase de implantação esta configuração pode ser exagerada, exigindo investimentos que poderiam ser postergados.

Assim o objetivo do trabalho desenvolvido e apresentado nesta dissertação foi o de estabelecer indicadores, com base em parâmetros quantitativos, que podem ser alternativas para flexibilizar o atual critério do *Módulo 2 dos Procedimentos de Redes* do ONS acima comentado. Com isto seria possível a liberdade de escolha, porém resguardando a integridade da rede básica. O trabalho teve como meta propor, tanto quanto possível, uma metodologia de conceito simples, que fosse eficiente na classificação de configurações de barra de subestações, com base na obtenção de indicadores com valores relativos.

A Dissertação está dividida em seis capítulos, descritos abaixo:

Capítulo 1: Apresenta uma introdução abordando as necessidades e os objetivos.

Capítulo 2: Caracteriza as ocorrências na subestação e discute as conseqüências para a segurança e confiabilidade da rede básica.

Capítulo 3: É proposto um indicador – I_{DS} , Índice de Desempenho de Subestação com base na obtenção de três parâmetros quantitativos: segurança, confiabilidade e flexibilidade que caracterizam as configurações de barra.

Capítulo 4: É proposto um indicador – I_S , Índice de Segurança da Subestação com base na obtenção apenas do parâmetro de segurança como alternativa ao anterior.

Capítulo 5: Discute critérios para a utilização de indicadores como “filtro” para a aceitação de configurações de barra das novas subestações a serem incorporadas à rede básica.

Capítulo 6: Apresenta as principais conclusões desta dissertação e sugere desenvolvimento futuro.

E ao final do texto a lista das principais referências utilizadas e os anexos explicativos da obtenção dos índices e de análises parametrizadas.

É importante esclarecer que ao longo do texto as palavras “bays” e terminais são sinônimos, utilizadas para caracterizar os nós de conexão de elementos do sistema na subestação. Ressalta-se também que as configurações de barra de *referência* do trabalho são aquelas definidas no documento do ONS [2], ou seja: configuração em *Barra Dupla / Disjuntor e Meio* para 345/440/500 kV e configuração em *Barra Dupla / Disjuntor Simples – 4 chaves* para 230 kV.

2 – Caracterização do Problema:

Às 22:16 horas do dia 11 de Março de 1.999 um surto incidente na subestação de Bauru 440 kV provocou um “flashover” em um isolador de uma de suas barras, originando um curto-circuito monofásico que foi eliminado em 500 ms pela atuação da proteção remota. A consequência desta ocorrência foi a perda de cerca de 70% da carga do sistema Sul/Sudeste/Centro Oeste naquele momento. Foi o maior “black-out” já ocorrido no Brasil. Uma contingência simples que provocou a saída simultânea de seis terminais (50% do total), desligando cinco linhas de transmissão e um transformador da subestação.

A análise dos principais “black-outs” ocorridos no Brasil nos últimos vinte anos permite concluir que os tipos de configurações de barra existentes nas subestações envolvidas contribuíram para aumentar o nível de severidade do evento. Após o “black-out” de Bauru foram constituídos grupos de trabalho no âmbito do setor elétrico que, sob a coordenação da Comissão Mista (Eletrobrás, Cepel, ONS), realizaram estudos de sistemas, avaliando as configurações das principais subestações da rede básica em seus variados aspectos, incluindo aí simulações dinâmicas, estabelecendo uma “matriz de segurança de rede” composta pelas subestações que são imprescindíveis para a segurança operacional do sistema interligado nacional – SIN [3]. Também foram propostas medidas de reforços (de curto e médio prazos) em várias subestações de forma a minimizar os riscos para a segurança da rede básica [4].

A inclusão das configurações de barra das subestações nas análises de segurança e confiabilidade no nível do sistema de transmissão é de difícil implementação prática devido ao caráter de natureza combinatória do processo. Durante o trabalho desenvolvido no âmbito da Comissão Mista foram consideradas as saídas múltiplas de uma dada subestação do sistema, isto é a remoção total de todos os elementos conectados a uma determinada barra, avaliando a sua consequência no comportamento dinâmico [5]. Desta forma não houve possibilidade de se diferenciar os diversos tipos de configurações de barra existentes na rede básica.

A segurança operativa de um sistema deve estar relacionada com as consequências de ocorrências nos primeiros momentos “pós-defeito”, grosso modo no “primeiro minuto”. Neste intervalo de tempo, na subestação, não há possibilidades de se realizar manobras para sua reconfiguração, a não ser a atuação, ao nível do sistema, de esquemas de controle de segurança, caso tenham sido previstos, minimizando os efeitos da ocorrência [6]. Já na análise de confiabilidade são consideradas as falhas, as manobras posteriores e a reconfiguração da subestação, computando-se os tempos envolvidos e o montante de energia interrompida. Neste caso as ocorrências são traduzidas em custos para a análise econômica de alternativas.

Na realidade, a seleção da configuração de barra para uma dada subestação com base em análises de confiabilidade deveria ser precedida de uma análise de segurança oferecida ao sistema. O conselho de confiabilidade dos Estados Unidos - NERC (North American Reliability Council) define confiabilidade com base em dois aspectos funcionais: *Adequação* e *Segurança*.

* **Adequação:** *é a capacidade do sistema elétrico em atender aos requisitos de demanda e energia dos consumidores durante todo o tempo, levando em conta as manutenções programadas e razoável expectativa de ocorrências de falhas de elementos do sistema.*

* **Segurança:** *é a capacidade do sistema elétrico em resistir aos distúrbios súbitos tais como curtos-circuitos ou perdas (falhas) não previstas de elementos do sistema.*

Ao se realizar um estudo de confiabilidade com base apenas na adequação para a seleção de alternativas para uma dada subestação o aspecto de segurança não necessariamente estará coberto. Neste caso a subestação pode ser adequada do ponto de vista de custo versus confiabilidade mas não oferecer segurança para a rede básica. A título de exemplo a **Figura 2.1** apresenta uma configuração de barra em *barra dupla / disjuntor simples – 4 chaves* com seis terminais muito utilizada em subestações de 230 e 345 kV e em algumas subestações de tensões mais elevadas.

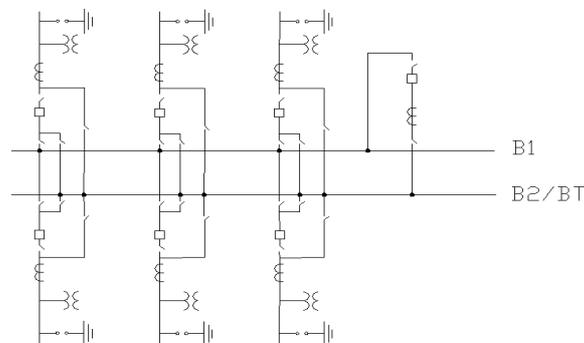


Figura 2.1 – Subestação em Barra Dupla / Disjuntor Simples – 4 chaves

A configuração de operação mais usual é conectar os elementos do sistema de forma equilibrada nas duas barras, ligadas pelo disjuntor de interligação das barras, como mostra a **Figura 2.2**.

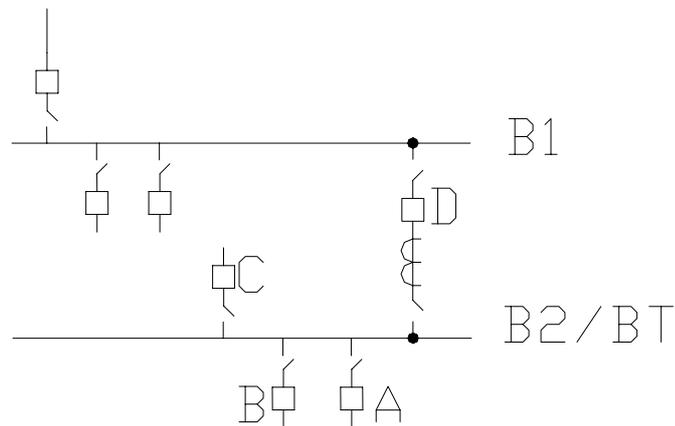


Figura 2.2 – Configuração de Operação Normal da Subestação da Figura 2.1

A **Figura 2.3** apresenta a configuração “pós-defeito” quando ocorre uma falha no disjuntor A e os disjuntores B, C e D da subestação abrem para isolar o defeito. Na realidade, qualquer falha que provocar a atuação da proteção diferencial de uma das barras produz efeito semelhante. Nesta condição o impacto imediato, que está relacionado com a segurança do sistema, é a perda dos terminais conectados à barra B2 (50% dos terminais da subestação).

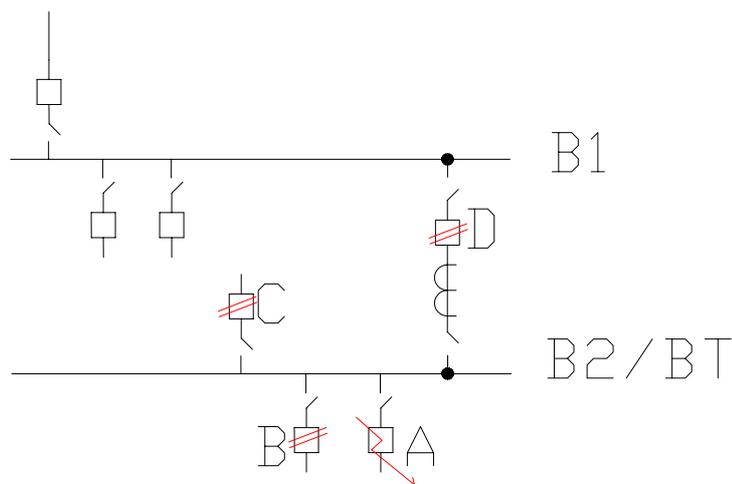


Figura 2.3 – Configuração de Operação “Pós-Defeito” da Subestação da Figura 2.1

Após, por exemplo, cerca de duas horas da ocorrência da falha é possível identificar o componente falhado, isolá-lo para reparo, remanejar os outros dois terminais desconectados para a barra B1, utilizar-se da chave de “bypass” para reconfigurar a subestação como mostrado na **Figura 2.4**. Nesta condição a subestação opera em configuração de emergência enquanto durar o reparo do disjuntor, por exemplo cerca de cem horas.

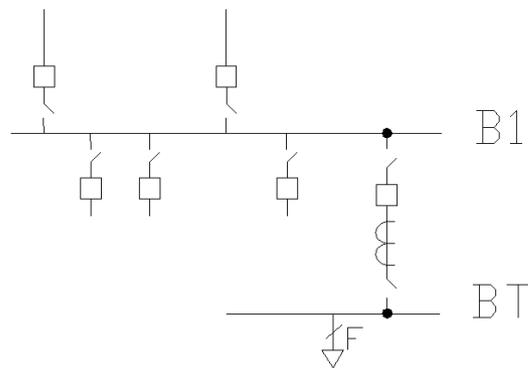


Figura 2.4 – Configuração de Operação em Emergência da Subestação da Figura 2.1

É importante observar que esta configuração de emergência recupera a continuidade do terminal do disjuntor A, via chave “by-pass”, mas impõe um risco potencial maior para o sistema, pois agora qualquer nova ocorrência que provocar a atuação da proteção diferencial da barra B1 ou de falha de disjuntor provoca a perda total da subestação (100% de seus terminais).

É verdade que o tempo de exposição a esta nova ocorrência não é elevado (tempo de reparo do disjuntor), mas ao se considerar um sistema de transmissão de porte médio composto de subestações também de porte médio, observando as frequências de manutenções programadas e de falhas pode-se chegar à conclusão de que todo mês haverá uma das subestações operando temporariamente como *barra simples* (como na **Figura 2.4**) impondo risco de alto impacto ao sistema.

Se o tempo necessário para identificar a falha e reconfigurar a subestação, exemplificado acima como de duas horas, pudesse ser reduzido para dez minutos o padrão de continuidade seria melhorado e a energia interrompida minimizada, mas o padrão de segurança (impacto imediato da falha) não é alterado. Portanto, a segurança deve ser avaliada com base nas configurações “pós-defeitos” levando-se em conta os eventos de falhas no pátio de manobras da subestação.

A **Figura 2.5** apresenta a configuração em *barra dupla / disjuntor e meio* com seis terminais, muito utilizada nas subestações de extra-alta tensão. A configuração de operação normal é a mesma da figura anteriormente citada, com todas as chaves e disjuntores operando normalmente fechados.

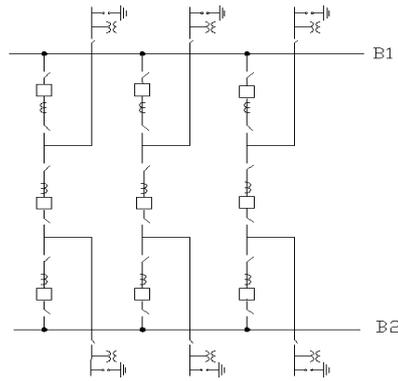


Figura 2.5 – Subestação em Barra Dupla / Disjuntor e Meio (Operação Normal)

Se ocorrer uma falha no disjuntor central A (pior caso em relação a disjuntor lateral), os disjuntores B e C abrem provocando a perda simultânea e imediata de dois terminais (33% do total da subestação) caracterizando a configuração “pós- defeito” da **Figura 2.6**.

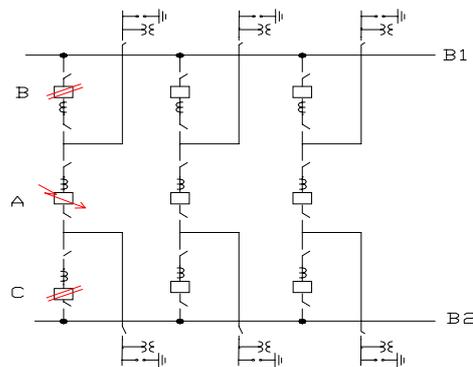


Figura 2.6 – Configuração de Operação “Pós-Defeito” da Subestação da Figura 2.5

Após, por exemplo, duas horas identifica-se o componente falhado, procedem-se as manobras, o disjuntor é isolado para reparo e a subestação passa a ter a configuração de emergência da **Figura 2.7** durante o tempo de reparo do disjuntor.

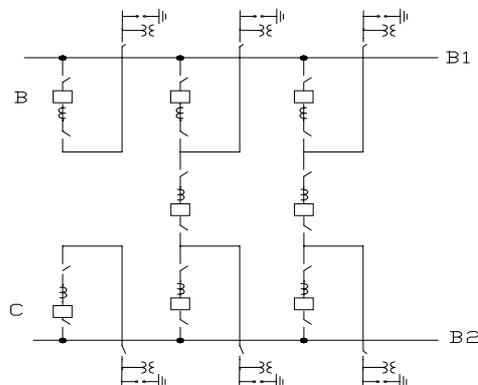


Figura 2.7 – Configuração de Operação em Emergência da Subestação da Figura 2.5

Observa-se então que as ocorrências de falhas na subestação têm impactos diferentes nas configurações pós-defeitos e de emergência quando se altera a sua topologia, isto é a sua configuração de barras. Portanto, uma metodologia para possibilitar comparações quantitativas relativas (ranking) deve levar em conta a frequência de ocorrências das falhas, quantificar, mesmo que de forma indireta, os impactos das configurações pós-defeitos no sistema e o risco potencial das configurações de emergência.

Até pouco tempo atrás as configurações de barra eram definidas, quase que de forma soberana, no âmbito das concessionárias regionais de geração / transmissão. A ênfase dada aos parâmetros para a decisão dependia da área que detinha esta atribuição. Por exemplo, se a seleção da configuração de barras a ser adotada em uma determinada subestação fosse atribuição da área de projetos de subestação, às vezes aspectos como facilidades do arranjo físico eram sobrepostos à questões de segurança do sistema. Se fosse atribuição da área de operação, as facilidades de manutenção e segurança operativa eram sobrevalorizadas, às vezes de forma exagerada. Se a atribuição fosse da área de planejamento do sistema o custo de investimento, a confiabilidade e aspectos qualitativos tais como facilidade de expansão, filosofia do sistema de proteção, entre outros eram contemplados.

O fato é que a premissa básica a ser considerada é a de que *as subestações devem servir ao sistema elétrico* atendendo aos seus requisitos mais básicos, que de forma racional devem ser: oferecer *segurança, continuidade, flexibilidade e adequado sistema de proteção*. De certo modo, a filosofia do sistema de proteção é um parâmetro à parte e, de forma geral, está associado ao sistema de proteção da transmissão em extra-alta tensão e tem influência no comportamento dinâmico do sistema. Por exemplo, a falha ocorrida na subestação de Bauru 440 kV foi eliminada em 500 ms pela proteção remota, devido à ausência de proteção diferencial nas barras locais, que se existissem poderia ter eliminado o defeito em cerca de 60 ms minimizando as oscilações eletromecânicas no sistema. No que se refere às configurações de barra para as subestações da rede básica o *parâmetro da segurança deveria ser mandatário*.

Os Capítulos 3 e 4 adiante propõem indicadores para classificar tipos de configurações de barra com base nos aspectos discutidos acima, partindo da premissa de que as subestações da rede básica devem ser providas de adequado sistema de proteção requeridas pelo sistema independentemente de sua configuração de barra. A existência de indicador quantitativo que estabeleça um “filtro” de forma a rejeitar configurações de barras indesejáveis é necessária para evitar ‘elos frágeis’ na rede básica.

3 – Análise a Três Parâmetros:

Dentre as análises que são realizadas para a escolha de configuração de barra de subestações, três fatores podem ser considerados como os mais importantes, tendo-se como enfoque a rede básica: *Segurança, Confiabilidade e Flexibilidade Operativa*.

3.1 – Parâmetros Quantitativos:

A segurança que uma subestação oferece à rede básica deve ser caracterizada pelo seu grau de compromisso com a integridade do sistema, quando da ocorrência de falhas em seu pátio de manobras. Assim, se uma determinada configuração de barra é mais vulnerável do que outra, significa que a segurança da Rede Básica depende do tipo de configuração que é adotada na subestação, sendo então necessário estabelecer um procedimento que possibilite comparações.

A confiabilidade que uma subestação oferece é, normalmente, caracterizada pelo grau de continuidade do atendimento à demanda requerida. A perda freqüente de continuidade, além de gerar custos extras devido às multas por energia não suprida, pode provocar dificuldades operativas para a rede básica, necessidade de alterações no despacho de cargas do sistema, etc. Então, este deve ser um aspecto a ser considerado na escolha de configurações de barra.

A flexibilidade operativa deve ser caracterizada pela facilidade e rapidez com que componentes do pátio de manobras da subestação são retirados (isolados) e recolocados em operação, devido às manutenções programadas ou reparos provocados por falhas. Para a Rede Básica este é um aspecto a ser considerado, pois após um grande distúrbio no sistema subestações mais flexíveis operacionalmente podem contribuir para o restabelecimento mais rápido do sistema.

Os três parâmetros quantitativos caracterizados acima são utilizados para exprimir o desempenho de uma dada configuração de barra de subestação e possibilitar comparações relativas, minimizando subjetividades.

3.1.1 – Segurança:

Ao ocorrer uma falha em um pátio de manobras de uma subestação, o sistema de proteção atua e, em questão de milésimos de segundos, altera a sua configuração de barra. Assim, a subestação passa de um estado de operação normal para outro de operação em emergência. A transição de um estado para outro é representada pela taxa de falha do componente sob defeito. Os reflexos para a Rede Básica, do ponto de vista de sua dinâmica operativa, são tanto piores quanto maiores forem as conexões desligadas simultaneamente. Para uma dada subestação, uma mesma falha tem conseqüências distintas para diferentes alternativas de configurações de barra, pois o sistema de proteção atua de modo específico para cada configuração.

A metodologia propõe a classificação dos eventos de falhas de acordo com três níveis de severidade (NS), em função do número de conexões desligadas simultaneamente (nc) na subestação. Assim, todas as falhas que podem ocorrer no pátio de manobras da subestação, e que tem conseqüências semelhantes para a Rede Básica, são classificadas e agrupadas em *conjuntos de falhas*. A **Figura 3.1** abaixo ilustra este procedimento.

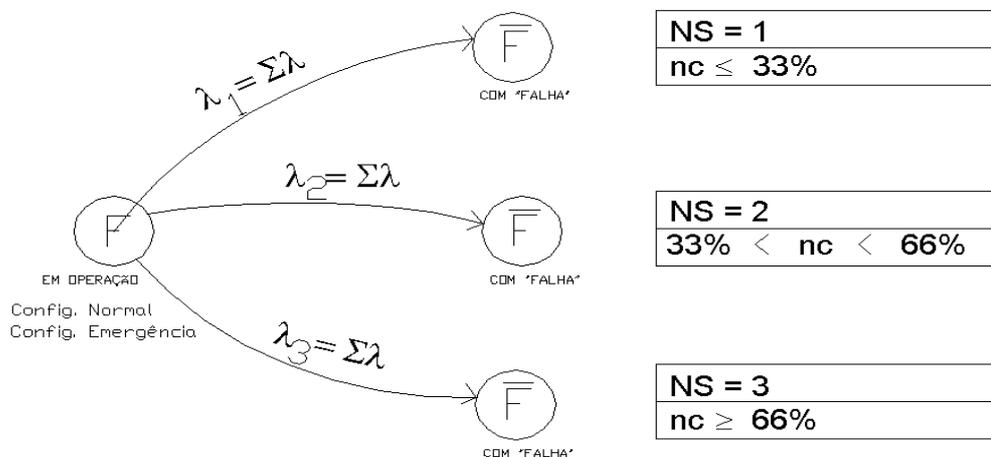


Figura 3.1 – Classificação em Conjuntos de Falhas na Subestação

* **Nível de Severidade 1:** Está associado a todas as falhas, em contingência simples, que provocam desligamentos simultâneos de até 33% do total de conexões da subestação. Estas falhas são agrupadas, e suas respectivas taxas somadas, estabelecendo um *conjunto de falhas* denominado por λ_1 . Este nível de severidade representa eventos de falhas que possuem, de forma geral, reflexos moderados na rede básica, tais como sobrecargas regionais, afundamentos de tensão, necessidade de alterações no despacho de cargas do sistema, etc.

* **Nível de Severidade 2:** Está associado a todas as falhas, em contingência simples, que provocam desligamentos simultâneos de um número de conexões maior que 33% e menor que 66% do total de conexões da subestação. Estas falhas são agrupadas, e suas respectivas taxas somadas, estabelecendo um *conjunto de falhas* denominado por λ_2 . Este nível de severidade representa eventos de falhas que podem ter reflexos à segurança do sistema, tais como um “black-out” nacional ou regional ou, a situações limites de sobrecargas, níveis de tensão, etc. Nesse caso, é importante ressaltar que a posição da subestação no sistema elétrico e as condições de despacho de cargas no instante da falha são relevantes para a determinação das reais conseqüências impostas ao sistema.

* **Nível de Severidade 3:** Está associado a todas a falhas que provocam desligamentos simultâneos de um número de conexões igual ou maior do que 66% do total de conexões da subestação. Estas falhas são agrupadas, e suas respectivas taxas somadas, estabelecendo um *conjunto de falhas* denominado por λ_3 . Este nível de severidade representa eventos de falhas em que as conseqüências para o sistema são as mais severas possíveis, pois o desligamento de 2/3 da subestação implica em sua perda efetiva, o que pode ser considerado grave para as subestações que compõem a rede básica.

Estes *conjuntos de falhas* são obtidos para a subestação operando em duas condições básicas:

* **Operação Normal(N).** Condição na qual a subestação está operando na sua melhor configuração operativa, com o mínimo risco, fontes e cargas equilibradas, e com todas as conexões em operação. Com base no diagrama unifilar da configuração de barra, e na atuação do sistema de proteção devido às falhas, são obtidos os *conjuntos de falhas* descritos acima.

* **Operação de Emergência(E):** Condição na qual a subestação está operando com *um disjuntor isolado* para reparos ou manutenção programada, estando ou não todas as conexões em operação. Neste caso, a subestação não está operando na sua configuração mais freqüente (normal). Dentre os equipamentos de manobra da subestação, os disjuntores são os mais solicitados, e por isto mais propensos a sofrer manutenções ou reparos. Assim somente eles foram considerados para caracterizar configurações de emergência. Com base nos diagramas unifilares de emergência, e na atuação do sistema de proteção, devido às falhas, são obtidos os *conjuntos de falhas* para todas as configurações de emergência, e realizada uma média, obtendo-se então valores representativos, aqui caracterizados por λ_4 , λ_5 , e λ_6 relativos aos níveis de severidade 1, 2, e 3 respectivamente.

Assim, são estabelecidos três *conjuntos de falhas* associados à Configuração Normal, e três associados às Configurações de Emergência.

Estes conjuntos explicitam as configurações possíveis da subestação, de acordo com a sua frequência de ocorrência, caracterizadas pelas taxas de falhas dos componentes do pátio de manobras. A análise é realizada considerando-se componentes com ‘missão única’, sem possibilidades de reparos ou manobras, pois a segurança da Rede Básica pode ser considerada, grosso modo, como um fenômeno de primeiro minuto, isto é: a sorte do sistema é definida no primeiro minuto após a ocorrência da falha. Neste período de tempo não há possibilidade de realização de manobras na subestação, apenas de ativação de EEP’s (esquemas especiais de proteção), quando existirem, que atuam em nível de sistema, minimizando a propagação das conseqüências da falha.

Para a obtenção dos *conjuntos de falhas*, foram definidas as seguintes premissas (regras sistematizadas como algoritmo):

- * Quando uma falha qualquer na subestação desligar apenas uma conexão, este evento é desconsiderado. Esta premissa foi estabelecida com base nos critérios gerais de planejamento do sistema de transmissão, onde a saída de um elemento do sistema (linha, transformador, gerador, etc) não é um evento relacionado diretamente à sua segurança, pois na fase de planejamento o sistema é concebido com alguma redundância de tal maneira a se manter seguro mesmo com a perda de um elemento do sistema.
- * Componentes da subestação que operam normalmente abertos (caso das chaves de “by-pass”) não originam falhas enquanto estão nesta posição. Esta premissa foi estabelecida com base no fato de que o sistema de proteção atua, na grande maioria das vezes, devido às falhas em componentes energizados.
- * A Subestação, em qualquer configuração, sempre é considerada como sendo um **nó único**. Esta premissa foi estabelecida com base nos critérios gerais de análise de sistema, onde as análises de contingências, e os suportes de reativos são dimensionados, na maioria das vezes, tendo-se como base a subestação sincronizada, e uma única referência de tensão.
- * Em Configuração de Emergência, se um disjuntor em manutenção implicar em desligar uma conexão, e ocorrer uma falha desligando outra conexão, este evento é computado como resultando em duas conexões desligadas.

- * O número total de conexões desligadas devido a uma falha é a soma das conexões desligadas devido à ação do sistema de proteção acrescido daquelas conexões separadas do **nó principal**. Caso típico das configurações em *Anel*.
- * Caso não seja possível identificar o **nó principal**, devido à simetria da configuração, após a atuação do sistema de proteção, contabiliza-se apenas uma **secção de nó** para a classificação de falhas.
- * As solicitações externas (falhas em linhas, transformadores, etc) à subestação, que provocam aberturas de disjuntores, e conseqüente perda de configuração são consideradas, neste Capítulo, como uma solicitação externa média por conexão como descrito abaixo.

Neste caso, como o estudo é geral com subestações típicas, ou seja, uma vez que não foram definidas as características do sistema de transmissão e de transformação conectados à subestação foi considerada, neste capítulo, uma taxa de falha média destes componentes que solicitam igualmente todos os disjuntores. Deste modo, considerou-se que para todos os portes de subestação, metade das conexões é utilizada para linhas de transmissão com comprimentos de 100 km cada uma. As demais conexões são utilizadas para transformadores, bancos de reatores, entre outros, estabelecendo-se, nesses casos, uma taxa de falha média. A aplicação da metodologia a uma subestação específica deve levar em conta os parâmetros reais, tais como comprimentos das linhas, número de transformadores, etc.

No caso específico das linhas de transmissão, consideram-se também as falhas transitórias, devidas às descargas atmosféricas, que são somadas às suas taxas de falhas permanentes.

A partir destes *conjuntos de falhas* estabelecidos é possível definir um índice de segurança, onde estes conjuntos são apenados por pesos, de acordo com os níveis de severidade a que expõem a rede básica.

Assim, define-se:

Índice de Segurança da Subestação em operação normal :

$$*I_{SN} = \lambda_1 \cdot p_1 + \lambda_2 \cdot p_2 + \lambda_3 \cdot p_3 \quad (\text{falhas/ano}) \quad [3.1]$$

Índice de Segurança da Subestação em operação de emergência:

$$*I_{SE} = \lambda_4 \cdot p_4 + \lambda_5 \cdot p_5 + \lambda_6 \cdot p_6 \quad (\text{falhas/ano}) \quad [3.2]$$

Índice de Segurança da Subestação:

$$*I_S = I_{SN} + I_{SE} \quad [3.3]$$

que é o *Parâmetro Quantitativo de Segurança*.

Neste Índice de Segurança de Subestação (I_S), os pesos são ajustados de maneira a restringir ou relaxar o critério de segurança, de acordo com a categoria definida para uma determinada subestação. Por exemplo: se uma dada subestação for classificada como de categoria A (elevada segurança), então os pesos p_2 , p_3 , p_5 e p_6 são elevados de tal maneira a coibir as alternativas de configurações de barra que são incompatíveis com o grau de segurança requerido, estabelecido pela configuração de referência. Se a subestação for classificada como de categoria B (segurança relativa), então os pesos são mais baixos, relaxando-se o critério de segurança, possibilitando maior grau de liberdade de escolha da configuração de barra a ser adotada.

A **Figura 3.2** abaixo ilustra o procedimento, onde o peso (P) é maior para nível de severidade (NS) de maior risco:

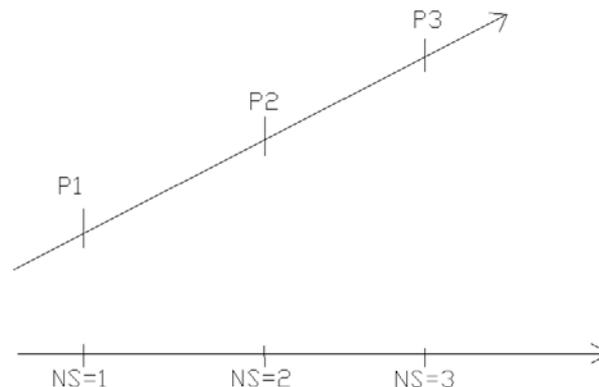


Figura 3.2 – Aplicação de Pesos aos Conjuntos de Falhas

Este Índice de Segurança (I_S), é um *parâmetro quantitativo*, expresso em falhas por ano, que classifica as configurações de barra em função do tipo da configuração, das taxas de falhas dos componentes do pátio de manobras e do sistema de transmissão associado, e do porte (número de conexões) da subestação. As taxas de falhas dos componentes da subestação, e do sistema de transmissão, utilizadas para a obtenção destes *conjuntos de falhas* são as mesmas utilizadas em estudos de confiabilidade. São dados estocásticos baseados no comportamento passado de componentes em operação, representados por valores médios, que são utilizados para estimativas futuras em comparações relativas.

3.1.2 – Confiabilidade:

A análise de confiabilidade em subestações, tal como é realizada, reflete a expectativa de perda de continuidade na subestação, que é utilizada para quantificar a relação custo / benefício entre alternativas. Para subestações de grande porte, esta análise é complexa e trabalhosa para ser realizada, pois deve envolver os modos de falhas com perdas parciais de continuidade, avaliados através de análises de fluxos de potência. Como o objetivo do *Parâmetro Quantitativo de Confiabilidade* é estabelecer uma classificação das *Configurações de Barras* para que seja possível uma comparação relativa, é definido um procedimento simplificado de análise, mas que possa refletir o comportamento das diversas configurações, como descrito a seguir.

Considerando-se as contingências simples e duplas, as manutenções programadas, as possibilidades de manobras e a atuação do sistema de proteção, são computados os modos de falhas que provocam perda total de continuidade, entre uma conexão considerada como fonte de alimentação e uma outra como carga da subestação. Leva-se em conta todos os caminhos possíveis entre fonte e carga. Esse procedimento é traduzido pela frequência de falhas, f (falhas/ano), tempo médio de reparo, r (horas) e pela indisponibilidade, U (horas/ano) esperados na conexão considerada como de carga. A **Figura 3.3** abaixo ilustra:

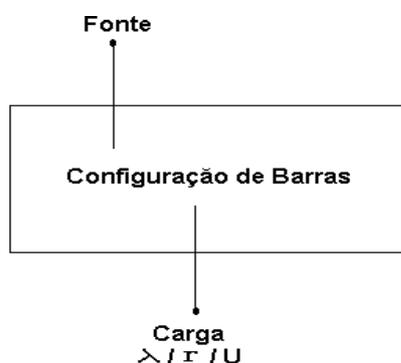


Figura 3.3 –Perda de Continuidade entre Conexões da Subestação

O cálculo de confiabilidade de subestação é baseado em método analítico, como descrito em [7]. O algoritmo utilizado nesta análise estabelece uma matriz de caminhos possíveis entre fontes e cargas, considerando-se todos os componentes presentes no pátio de manobras da subestação. A partir daí, é testada a perda de continuidade de acordo com os modos de falhas considerados. Assim, está envolvida neste teste a quantidade de componentes que formam os caminhos, a maneira pela qual os componentes estão conectados uns aos outros, a atuação do sistema de proteção, e as taxas de falhas dos componentes. Isto quer dizer que o resultado do cálculo reflete, indiretamente, o grau de confiabilidade da subestação, pois os fatores acima são alterados para cada configuração de barra.

A definição das duas conexões que são utilizadas como fonte e como carga, deve ser feita de maneira cuidadosa, para que o resultado não seja distorcido. Pode-se adotar o valor médio dos resultados de todas as combinações duas a duas das conexões da subestação, porém não é prático, nem rápido. Nesta análise são adotadas duas conexões que são representativas (mais frequentes) na configuração de barra, para as subestações de pequeno porte, e mantidas fixas (nas mesmas posições) ao longo das fases evolutivas da configuração. Isto, para que uma comparação de resultados seja possível nas diversas fases avaliadas. A alteração da posição relativa da *conexão carga* em relação à *conexão fonte*, em determinadas *Configurações de Barras*, provoca variações de até 15% nos resultados.

Dentre os três parâmetros resultantes da análise: frequência de falhas, tempo médio de reparos e indisponibilidade é adotado como *Parâmetro Quantitativo de Confiabilidade*, a indisponibilidade, U (horas / ano), por ser esta a grandeza que melhor expressa a probabilidade de perda de continuidade na subestação.

3.1.3 – Flexibilidade:

De maneira geral, a flexibilidade operativa de subestações tem sido analisada qualitativamente, visto que esta costuma ser um aspecto complementar a outros que também são analisados. Como o propósito deste trabalho é adotar parâmetros quantitativos, desenvolveram-se então, equações empíricas, com base nas características próprias das configurações de barra, que tornam possível a comparação relativa entre as diversas configurações. Trata-se de equações que ordenam as configurações de acordo com o que já se conhece intuitivamente, ou qualitativamente. Por exemplo: a configuração em *Barra Dupla / Disjuntor e Meio* é mais flexível do que a configuração em *Barra Dupla / Disjuntor simples a 4 chaves*. De fato, ao se analisar a necessidade de manobras para o isolamento do disjuntor de um “bay”, por exemplo, verifica-se que na configuração em *Barra Dupla / Disjuntor simples a 4 chaves* o procedimento é mais complexo e demorado, pois se manobram mais chaves e transfere-se a proteção para o disjuntor de acoplamento de barras.

O procedimento desenvolvido contempla diversas configurações de barra de subestações de vários portes, para que a sua aplicação seja a mais geral possível, estabelecendo o compromisso com o número de manobras a serem realizadas, com a perda (degradação) de configuração da subestação, e com a perda de continuidade devido à manobra, que são características próprias de cada configuração. Assim, foram eleitas as seguintes manobras como as mais importantes a serem realizadas na subestação:

- * *Isolamento de um Disjuntor;*
- * *Isolamento de um Barramento (Independente ou não de Continuidade);*
- * *Isolamento de um Elemento do Sistema (Linha ou Transformador).*

Para a realização das manobras acima, e a aplicação das equações propostas estabeleceram-se as seguintes premissas:

- * As manobras são realizadas com a subestação na sua configuração normal de operação, isto é, na configuração mais usual, que oferece o menor risco para o sistema.
- * É considerada a influência da perda de configuração da subestação e da perda de continuidade devido ao isolamento do componente.
- * As três manobras caracterizadas, anteriormente, possuem o mesmo grau de importância, e a mesma frequência de ocorrência.

O processo de análise é por inspeção e tem como base o diagrama unifilar da configuração de barra da subestação.

3.1.3.1 - Indicador de Flexibilidade para Isolamento de um Disjuntor:

Este indicador, conforme mostra a **Equação 3.4**, tem por objetivo classificar as subestações no que diz respeito ao número de manobras necessárias para isolar um disjuntor, por defeito ou por necessidade de manutenção.

$$IF_{IDJ} = k_1 * k_2 * \left[\frac{N_{TCH - M}}{N_{CH - M_{ID}}} + \frac{N_{DJ - M}}{N_{TDJ}} \right] \quad [3.4]$$

onde:

$N_{TCH - M}$ = Número Total de Chaves Manobradas na Subestação

$N_{CH - M_{ID}}$ = Número de Chaves Manobradas no “Bay” do Disjuntor Isolado

$N_{DJ - M}$ = Número de Disjuntores Manobrados

N_{TDJ} = Número de Total de Disjuntores da Subestação

Coefficientes Adotados:

$k_1 = 1$ → Com Manutenção da Continuidade.

$k_1 = 2$ → Sem Manutenção da Continuidade.

$k_2 = 1$ → . Sem uso da Proteção de Retaguarda

$k_2 = 2$ → Com uso da Proteção de Retaguarda.

3.1.3.2 - Indicador de Flexibilidade para Isolamento de Barramento:

Este indicador, conforme mostra a **Equação 3.5**, tem por objetivo classificar as subestações no que diz respeito ao número de manobras necessárias para isolar uma de suas barras (ou seção de barra), mesmo que seja a única, por defeito ou por necessidade de manutenção.

$$IF_{IB} = k_1 * \frac{2}{N_{B_{SE}}} * \frac{N_{TCH-M}}{N_{CH_{M-B}}} \quad [3.5]$$

onde:

N_{TCH-M} = Número Total de Chaves Manobradas para Isolar uma Barra ou Seção de Barra

$N_{CH_{M-B}}$ = Número de Chaves Existentes no “Bay” Típico Manobrado

$N_{B_{SE}}$ = Número de Barras, ou de Seções de Barras, da Subestação

Coeficientes:

$k_1 = 1$ → Com Manutenção da Continuidade.

$k_1 = 2$ → Sem Manutenção da Continuidade.

3.1.3.3 - Indicador de Flexibilidade para Isolamento de um Elemento:

Este indicador, conforme mostra a **Equação 3.6**, tem por objetivo classificar as subestações no que diz respeito ao número de manobras necessárias para isolar um dos elementos do sistema (linhas, transformadores, etc), por defeito ou por necessidade de manutenção.

$$IF_{EL} = \frac{N_{DJ-M}}{N_{CH_{M-B}}} + \left(1 - \frac{N_{LR}}{N_{TL}} \right) \quad [3.6]$$

onde:

N_{DJ-M} = Número de Disjuntores Manobrados para Isolar um Elemento

$N_{CH_{M-B}}$ = Número de Chaves Existentes no “Bay” Típico Manobrado

N_{TL} = Número Total de Laços Contíguos na Subestação

N_{L_R} = Número de Laços Contíguos Remanescentes na Subestação

Obs: Nos casos onde não são formados laços, como por exemplo, nas subestações em Barra Dupla, o quociente entre os laços deve ser considerado **igual à unidade**.

3.1.3.4 - Indicador de Flexibilidade Operativa da Subestação – FO:

O Indicador de Flexibilidade Operativa da Subestação deve ser determinado, conforme mostrado na **Equação 3.7**, pela soma dos três indicadores parciais acima definidos.

$$FO = IF_{IDJ} + IF_{IB} + IF_{EL} \quad [3.7]$$

As manobras escolhidas para compor esse indicador são as principais que ocorrem nas subestações, e dependendo das necessidades impostas pela subestação, e pelo sistema, possuem frequências diferentes, que não são consideradas neste trabalho. Este Indicador de Flexibilidade Operativa, adimensional, associa um valor numérico a cada configuração de barra, que possibilita a classificação de diversas configurações analisadas, sendo este então, o *Parâmetro Quantitativo de Flexibilidade Operativa*, a ser utilizado.

Deve-se considerar que, embora adimensional, este parâmetro guarda indiretamente, relação com unidade de tempo, pois como as expressões calculam o número de manobras a serem realizadas para o isolamento de determinado componente da subestação, menor número de manobras significa menor tempo de recomposição, portanto maior flexibilidade operativa. Quanto menor o indicador FO, mais flexível será a subestação.

3.1.4 – Índice de Desempenho da Subestação:

Nos itens anteriores, foram definidos os três parâmetros quantitativos para a avaliação de configurações de barra de subestações:

* *Índice de Segurança - I_S (falhas/ano)*

* *Indisponibilidade– U (horas/ano)*

* *Indicador de Flexibilidade Operativa – FO*

A avaliação é realizada combinando-se os três parâmetros formando um índice, com indicado abaixo:

$$* I_{DS} = I_S + I_U + I_F \quad [3.8]$$

Onde:

* I_{DS} é o Índice de Desempenho da Subestação, que é um número adimensional.

* $I_U = U.p7$, é o Índice de Indisponibilidade, ou seja, a indisponibilidade calculada e apenas pelo seu respectivo peso - p7.

* $I_F = 0,1.FO.p8$, é o Índice de Flexibilidade Operativa, ou seja, o Indicador de Flexibilidade Operativa, calculado e apenas pelo seu respectivo peso - p8, e normalizado pelo fator 0,1 adotado.

3.2 – Dados Típicos Utilizados:

Os dados utilizados para este estudo, apresentados nas **Tabela 3.1** e **3.2**, têm como referência o Sistema Elétrico em EAT do Canadá para o período de 01/93 à 12/97 [8]. No **Capítulo 4** esse tema é abordado de forma detalhada.

Componente	Falhas Totais [1]		Falhas Ativas [2]		Manutenção [3]	
	$\lambda(f/a)$	r(h)	$\lambda_a(f/a)$	r(h)	$\lambda_m(v/a)$	r(h)
Disjuntor	0,0887	110	0,0443	1,0	0,2	8,0
Chave	0,0039	63,2	0,0039	3,0		
Barra	0,0094	17,7	0,0094	3,0	0,2	4,0
Seção Barra	0,0028	17,7	0,0028	3,0	0,2	4,0
TC	0,0076	83,7	0,0076	3,0		
TP	0,0007	51,0	0,0007	3,0		

Tabela 3.1 – Dados típicos de falhas de componentes do pátio de manobras.

Nota

- [1]: Falha total é aquela em que o componente falhado provoca interrupção durante o seu tempo de reparo.
 [2]: Falha ativa é aquela em que, devido à atuação do sistema de proteção, a interrupção se dá somente durante o tempo de manobra para isolamento do componente falhado.
 [3]: Valores adotados para Manutenção Programada.

Componente	Taxa de Falhas $\lambda(f/a)$
Falhas Permanentes 100 km de LT [1]	0,6354
Falhas Transitórias 100 km de LT [2]	1,2911
Banco de Transformadores	0,0497
Banco de Reatores	0,0517

Tabela 3.2 – Dados típicos de falhas de solicitações externas à subestação.

- Nota:** [1]: Recuperação da LT mediante reparos.
 [2]: Recuperação da LT mediante religamento.

A solicitação externa média por conexão foi calculada como sendo:

$$\lambda_{EXT} = [(0,6354 + 1,2911) \cdot 0,5 + (0,0497 + 0,0517) \cdot 0,5] = 1,0140(\text{falhas/ano})$$

3.3 – Subestações Típicas Utilizadas Como Teste:

Para o desenvolvimento de um estudo com o objetivo de classificar as configurações de barra segundo *parâmetros quantitativos de desempenho*, tem que necessariamente ser avaliado o comportamento de subestação de vários portes.

Este estudo contempla um total de quarenta configurações, distribuídas em cinco portes: pequeno, com três e quatro conexões, médio, com seis conexões, e grande com oito, e doze conexões. Essa necessidade decorre da diversidade de configurações existentes nas subestações do Brasil. As figuras das páginas a seguir apresentam, a título ilustrativo, parte destas configurações analisadas.

Os cálculos efetuados para a obtenção dos *parâmetros quantitativos de desempenho* foram realizados com as subestações operando nas suas configurações mais usuais, que oferecem os menores riscos para o sistema. Por exemplo, as configurações em *Barra Dupla / Disjuntor Simples ou Duplo* foram consideradas como operando com as duas barras energizadas e com equilíbrio entre fontes e cargas, e as configurações em *Anel* ou *Barra Dupla/Disjuntor e Meio* com todos os disjuntores fechados, ou seja, sempre objetivando o melhor desempenho de cada configuração.

Em todas as etapas de evolução das configurações de barra avaliadas, as configurações em *Barra Dupla/Disjuntor Simples-4 chaves* e *Barra Dupla/Disjuntor e Meio* estão presentes, pois são as configurações de referência consideradas no estudo. As demais configurações foram inseridas levando-se em conta o porte da subestação e sua presença no Sistema Elétrico Brasileiro.

Nas tabelas de resultados deste item algumas configurações de barra, cujos nomes são extensos, foram abreviadas por necessidade de espaço. São esclarecidas algumas siglas utilizadas: *BP* – *Barra Principal*, *BS* – *Barra Simples*, *BD* – *Barra Dupla*, *Secc.* – *Seccionamento de Barra*, *DM* ou *D1/2* – *Disjuntor e Meio*, *Transf.* – *Barra de Transferência*, “*By-Pass*” – *Chave de “by pass”*, *Ds* – *Disjuntor Simples* e *DD* – *Disjuntor Duplo*.

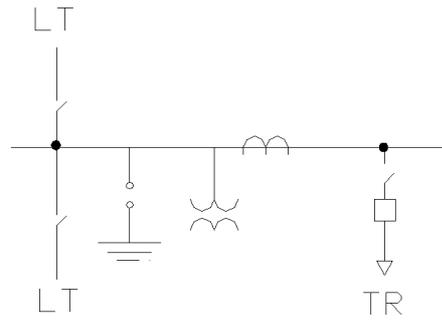


Figura 3.4 – Configuração em “Fly Tap”

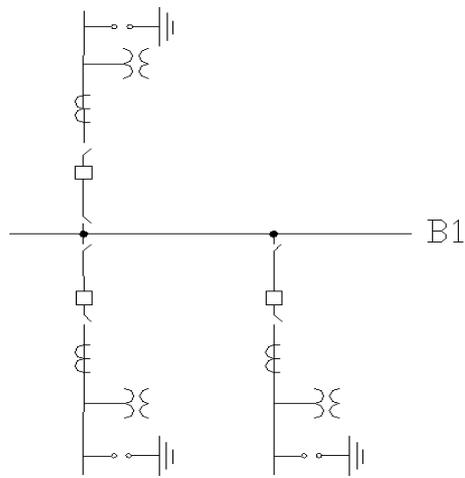


Figura 3.5 – Configuração em Barra Simples

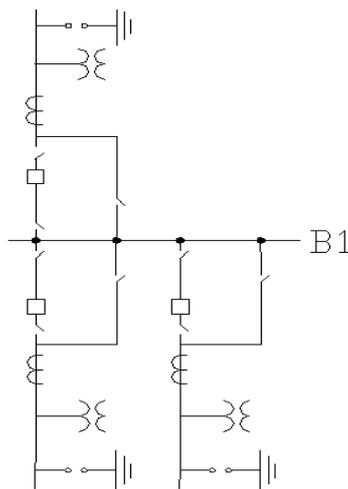


Figura 3.6 – Configuração em Barra Simples com “By-Pass”

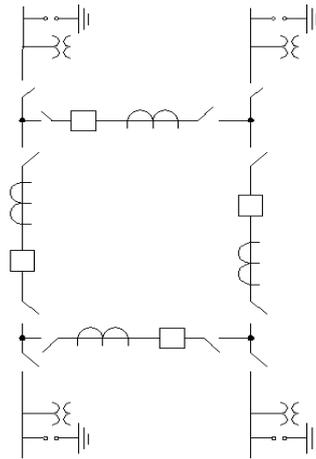


Figura 3.7 – Configuração em Anel Simples

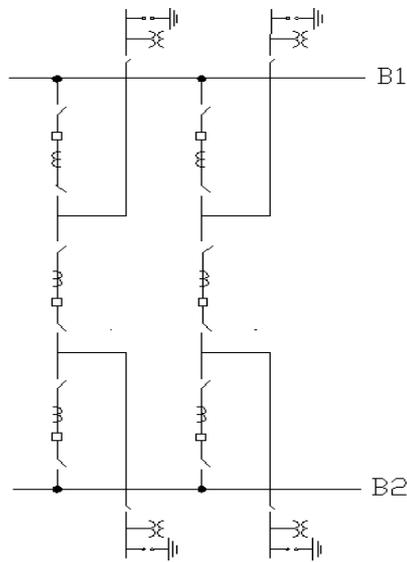


Figura 3.8 – Configuração em Barra Dupla / Disjuntor e Meio

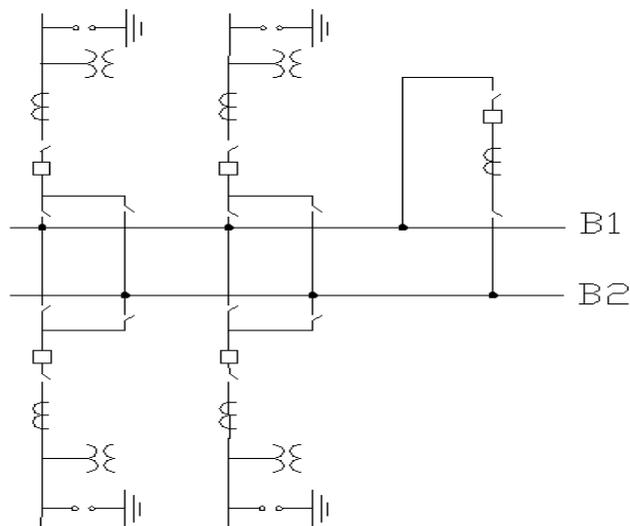


Figura 3.9 – Configuração em Barra Dupla / Disjuntor Simples com 3 Chaves

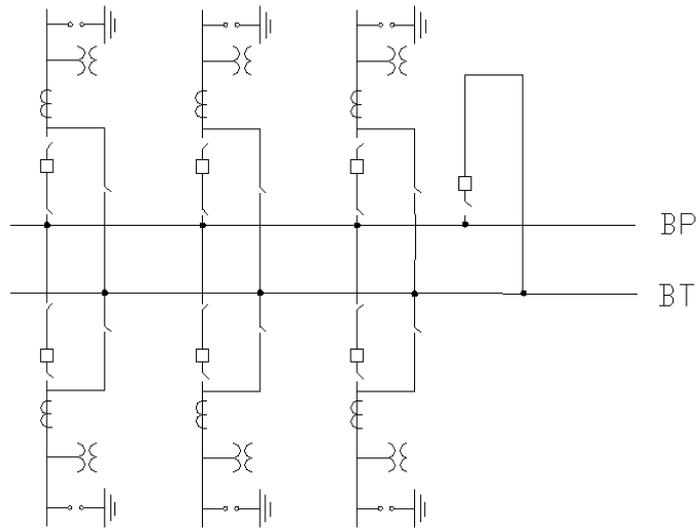


Figura 3.10 – Configuração em Barra Principal + Barra de Transferência

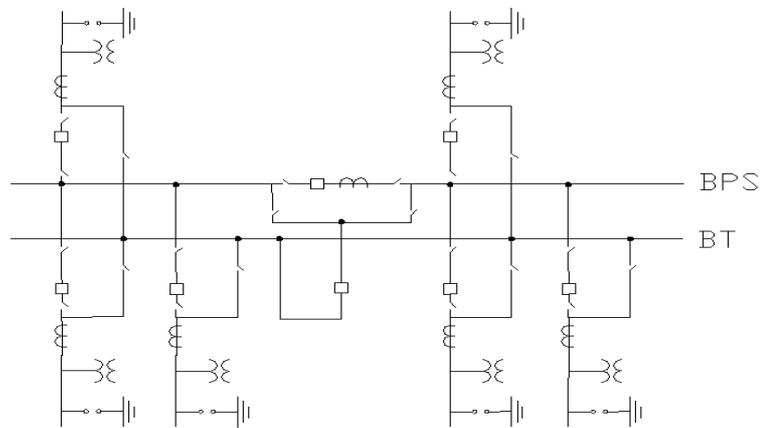


Figura 3.11 – Configuração em Barra Principal Seccionada + Barra de Transferência

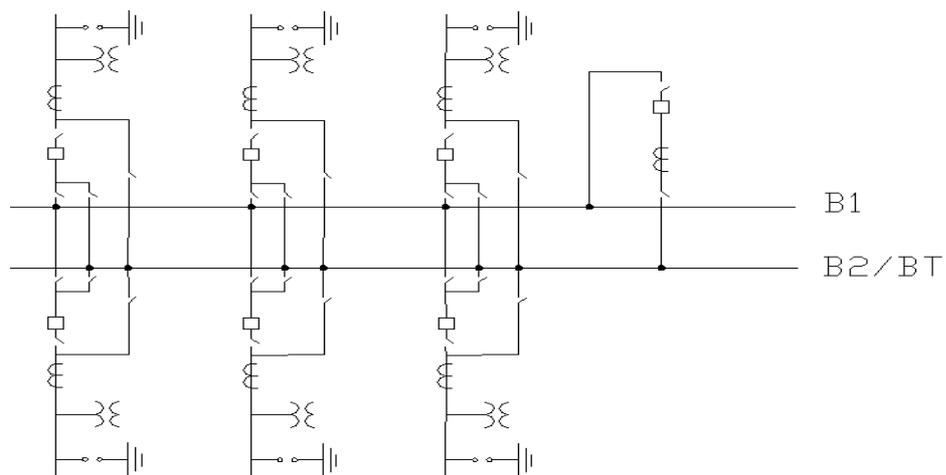


Figura 3.12 – Configuração em Barra Dupla / Disjuntor Simples com 4 Chaves

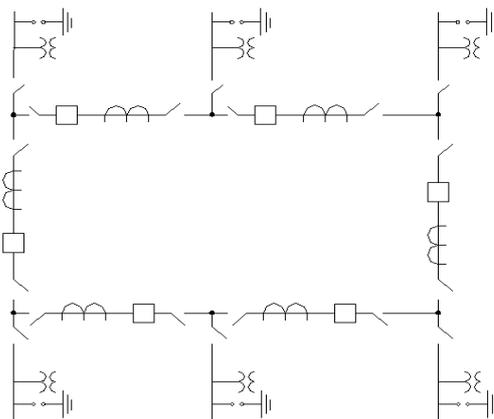


Figura 3.13 – Configuração em Anel Simples

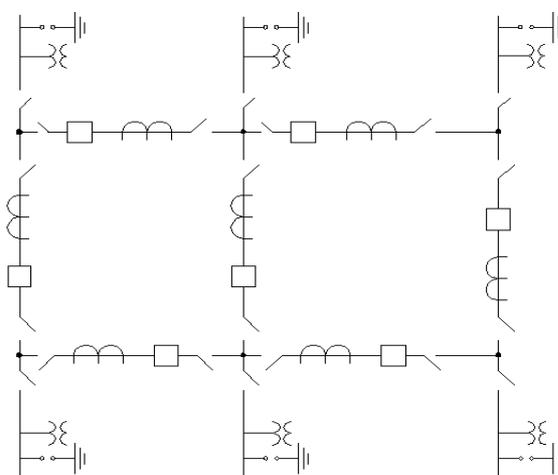


Figura 3.14 – Configuração em Anel Múltiplo Tipo 1

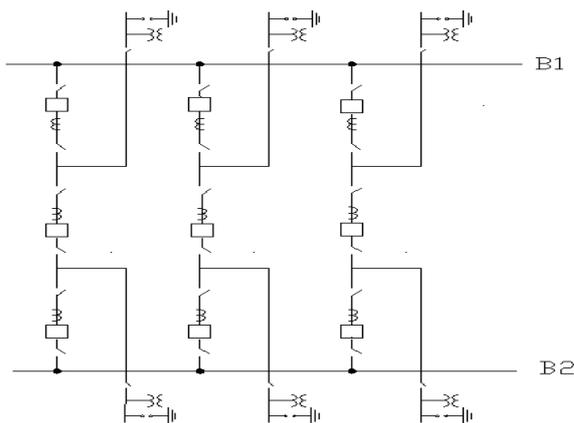


Figura 3.15 – Configuração em Barra Dupla / Disjuntor e Meio

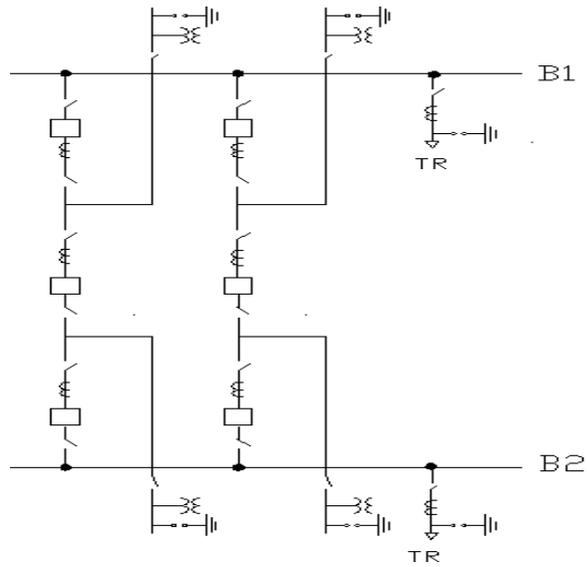


Figura 3.16 – Configuração em Barra Dupla / Disjuntor e Meio Modificado

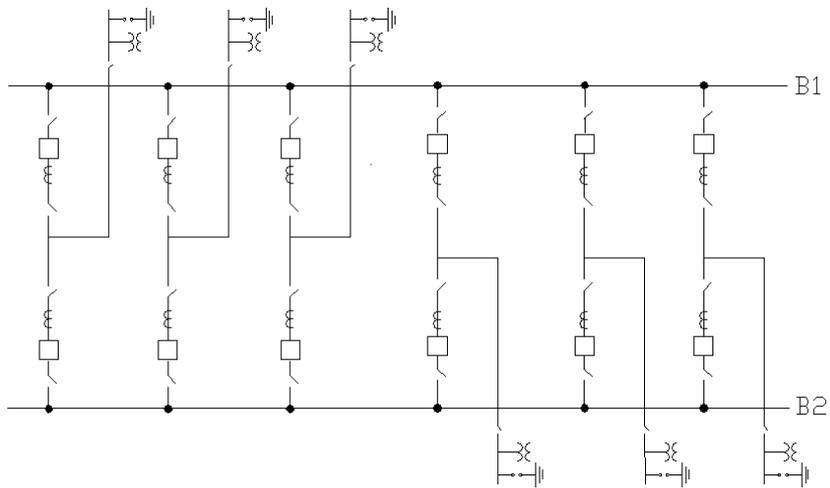


Figura 3.17 – Configuração em Barra Dupla / Disjuntor Duplo

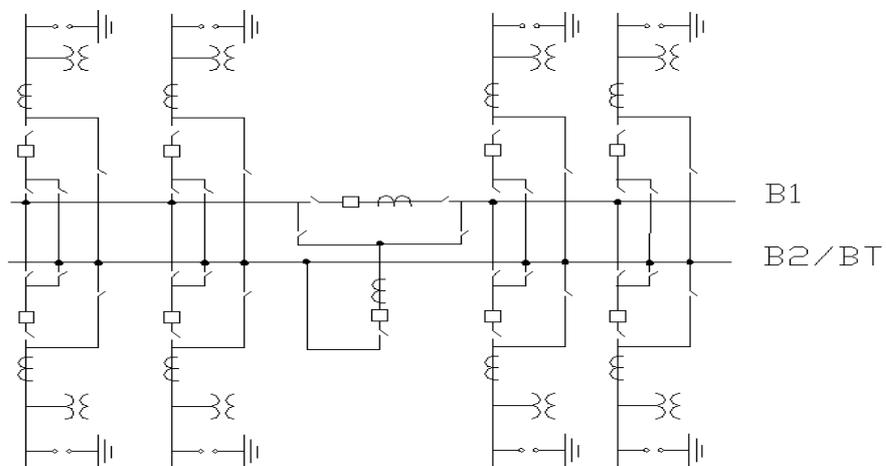


Figura 3.18 – Config. em B D com um Seccionamento / Disjuntor Simples com 4 Chaves

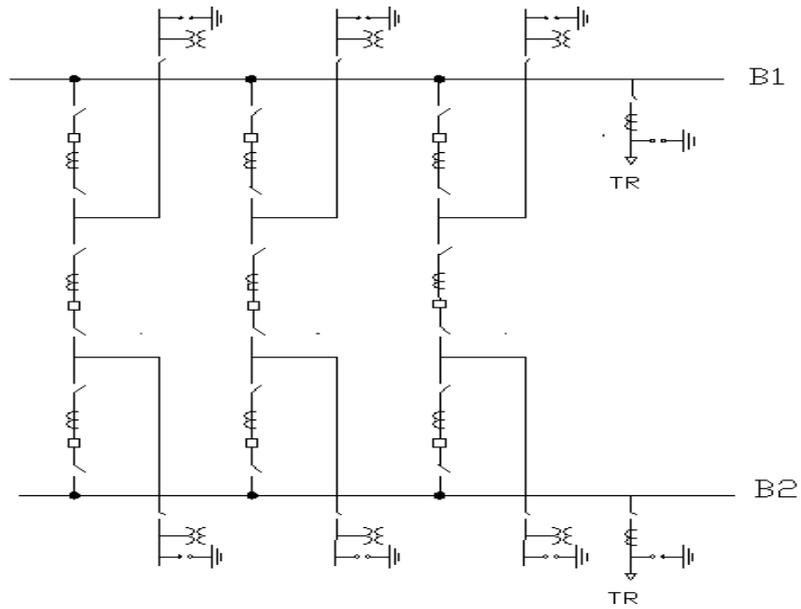


Figura 3.19 – Configuração em Barra Dupla / Disjuntor e Meio Modificado

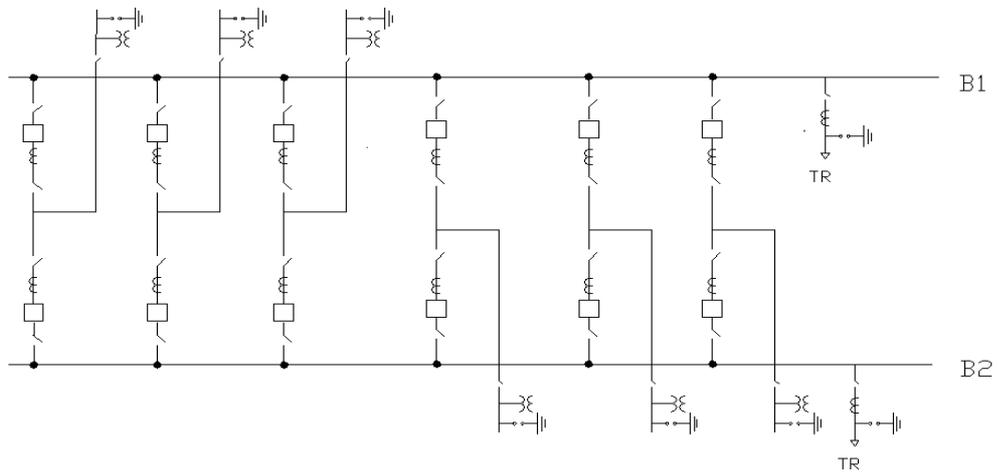


Figura 3.20 – Configuração em Barra Dupla / Disjuntor Duplo Modificado

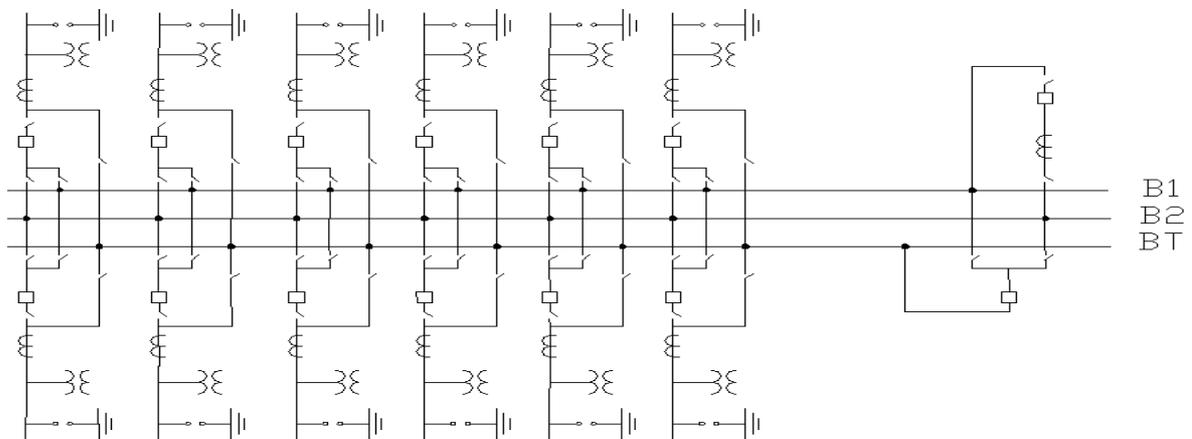


Figura 3.21 – Config. em B D + Barra de Transferência / Disjuntor Simples com 4 Chaves

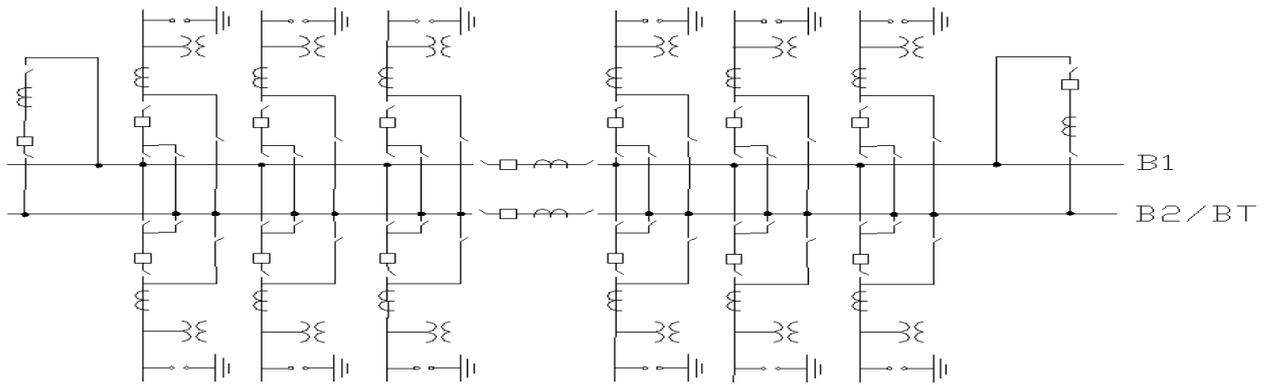


Figura 3.22 – Config. em B D com 2 Secc.+2 Acoplamentos / Disj. Simples com 4 Chaves

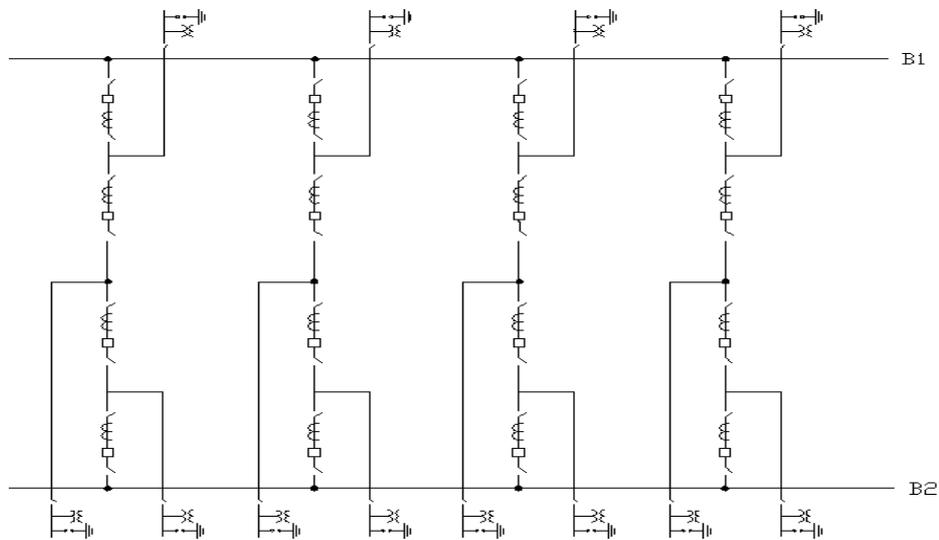


Figura 3.23 – Configuração em Barra Dupla / Disjuntor e Um Terço

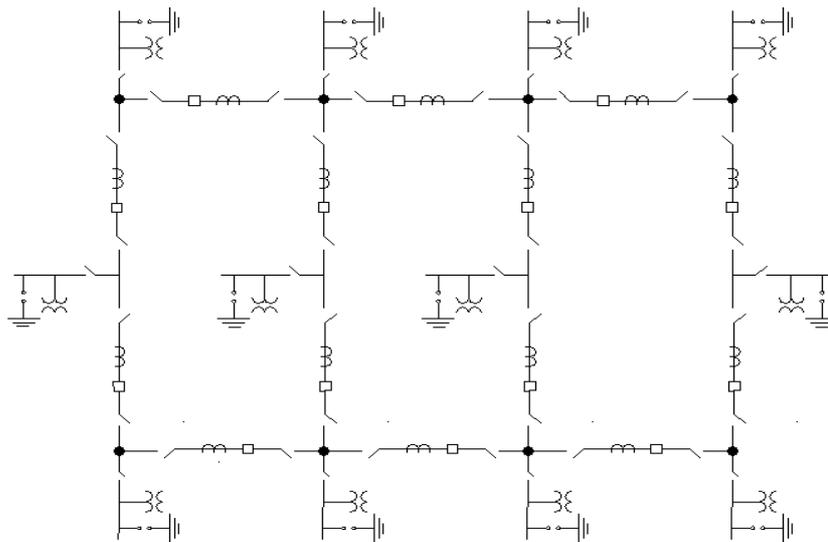


Figura 3.24 – Configuração em Anel Múltiplo Tipo 2

3.4 – Resultados de Aplicação da Metodologia:

3.4.1 – Resultados Parciais:

A seguir são apresentados e comentados os resultados parciais para subestações com seis conexões com o objetivo de esclarecimentos.

Classificação de Falhas na Subestação:

A classificação das falhas em três níveis de severidade, representados por três *conjuntos de falhas*, que provocam desligamentos simultâneos de até 33%, entre 33% e 66%, e maior ou igual a 66% do total das conexões da subestação, tem como objetivo explicitar de maneira clara e direta as diferenças de riscos potenciais que as configurações de barra oferecem à rede básica.

Como pode ser observado na **Tabela 3.3** o nível de risco depende da formação de laços, e do seccionamento dos nós da subestação, que são características próprias de cada configuração. As configurações mais seguras são aquelas que concentram o risco (valores dos *conjuntos de falhas*) no Nível de Severidade 1 (λ_1 e λ_4), e comparativamente apresentam menores valores em todos os níveis de severidade.

Conjuntos de falhas (falhas/ano) devido às contingências simples							
Figura	Configuração	Configuração Normal [1]			Config. de Emergência [2]		
		λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	λ_6
3.10	Barra Principal + Transferência	#	#	0,299	#	#	0,299
3.11	B P Secionada + Transferência	#	0,314	0,044	#	0,269	0,082
3.12	B D/Disj. Simples 4 Chaves	#	0,323	0,044	#	#	0,299
3.13	Anel Simples	0,266	#	#	2,134	2,134	0,044
3.14	Anel Múltiplo Tipo 1	0,266	#	0,044	1,325	0,636	0,063
3.15	Barra D/Disjuntor e Meio	0,133	#	#	0,901	0,059	#
3.16	B D/Disj. e Meio Modificado	0,266	#	#	1,473	2,139	0,044
3.17	Barra D/Disjuntor Duplo	#	#	#	0,222	#	#

Tabela 3.3 – Classificação de Falhas para Subestações com 6 Conexões.

NOTAS:

[1]: Subestação operando na sua melhor condição operativa (mínimo risco).

[2]: Subestação operando com **um disjuntor isolado** para reparos ou manutenção.

Os valores apresentados são uma média das configurações de emergência.

Não se aplica, pois não há falhas na subestação que conduzam a este nível de severidade.

Indisponibilidade:

A **Tabela 3.4** apresenta as indisponibilidades calculadas para as *Configurações de Barras* com seis conexões conforme descrito na metodologia. Os cálculos foram realizados considerando as contingências simples e duplas, sendo que os valores totais são dominados pelas contingências simples.

Uma vez que o cálculo da indisponibilidade é realizado entre duas conexões representativas da configuração de barra, conclui-se que a comparação entre configurações é mais realista para *subestações de transmissão*, onde as conexões, na maioria das vezes, têm o mesmo grau de importância. No caso de *subestações de usinas*, onde pode haver conexões mais simples para a ligação dos geradores, em relação às conexões das linhas de transmissão, indisponibilidades mais elevadas não significam necessariamente uma configuração de barra indesejável.

É ainda conveniente ressaltar que as indisponibilidades das conexões ligadas diretamente às barras na configuração em *Barra Dupla / Disjuntor e Meio Modificado*, são mais elevadas, porém não são conexões representativas desta configuração e estão sendo desconsideradas. Se a indisponibilidade for calculada por uma média ponderada, considerando-se todos os “bays” da configuração, o valor resultante é um pouco superior ao adotado.

Indisponibilidades (horas / ano) para uma conexão de carga alimentada por uma fonte [1]				
Figura	Configuração de Barras	Cont. Simples [2]	Cont. Duplas [2]	Totais
3.10	Barra Principal + Transferência	1,87	0,04	1,91
3.11	B P Secionada + Transferência	1,68	0,03	1,71
3.12	B D/Disj. Simples 4 Chaves	1,62	0,04	1,66
3.13	Anel Simples	0,89	0,07	0,96
3.14	Anel Múltiplo Tipo 1	0,89	0,03	0,92
3.15	Barra D/Disjuntor e Meio	0,81	0,03	0,84
3.16	B D/Disj. e Meio Modificado [3]	0,81	0,07	0,88
3.17	Barra D/Disjuntor Duplo	0,88	0,03	0,91

Tabela 3.4 – Indisponibilidades para uma subestação com 6 conexões.

Notas:

[1]: Indisponibilidade de uma conexão de carga em relação a uma conexão de fonte da SE.

[2]: **Contingências Simples:** Falhas em um único componente e **Contingências Duplas** são falhas simultâneas em dois componentes que provocam perda de continuidade.

[3]: A indisponibilidade das conexões ligadas diretamente às Barras é de 1,65 (horas/ano).

Indicador de Flexibilidade Operativa :

A **Tabela 3.5** apresenta as composições dos Indicadores de Flexibilidade Operativa – FO para configurações de barra com seis conexões. Observa-se uma classificação das configurações e a influência de cada indicador parcial de acordo com o definido na metodologia.

Nota-se que as configurações que formam maior número de laços tendem a ser mais flexíveis, como é o caso das configurações em *Barra Dupla/Disjuntor e Meio* e *Anel Múltiplo* onde o indicador FO diminui.

No caso das configurações que ampliam os nós, como em *Barra Principal + Transferência* o efeito dos seccionamentos nas barras, é o de melhorar a flexibilidade operativa, pois diminui, proporcionalmente, o número de manobras.

Composição do Indicador de Flexibilidade Operativa					
Configuração de Barras	Figura	IF_{IDJ}	IF_{IB}	IF_{IEL}	FO
Barra Principal + Transferência	3.10	1,62	8,00	0,33	9,95
B P Secionada + Transferência	3.11	1,58	2,67	0,33	4,58
B D/Disj. Simples 4 Chaves	3.12	2,48	1,75	0,25	4,48
Anel Simples	3.13	1,17	0,67	1,67	3,51
Anel Múltiplo Tipo 1	3.14	1,14	0,67	1,36	3,17
Barra D/Disjuntor e Meio	3.15	1,11	0,75	1,00	2,86
B D/Disj. e Meio Modificado	3.16	1,17	1,50	2,00	4,67
Barra D/Disjuntor Duplo	3.17	0,48	1,20	0,60	2,28

Tabela 3.5 - Indicador de Flexibilidade Operativa para Subestações de 6 Conexões

Observação:

IF_{IDJ} é o Indicador de Flexibilidade Operativa para Isolamento de Disjuntor.

IF_{IB} é o Indicador de Flexibilidade Operativa para Isolamento de Barramento.

IF_{IEL} é o Indicador de Flexibilidade Operativa para Isolamento de um Elemento do Sistema (linha, transformador, etc).

3.4.2 – Resultados de Índices de Desempenho da Subestação:

As **Tabelas 3.6** e **3.7** apresentam o índice de desempenho de subestação – I_{DS} calculados para quarenta configurações de barra de diferentes portes e tipos. Os índices parciais relativos à segurança, confiabilidade e flexibilidade operativa foram reunidos, originando o índice I_{DS} para permitir a análise comparativa entre diversas configurações.

Observa-se que a diferenciação entre as configurações se torna mais evidente para subestações de médio e grande porte, sendo o efeito das falhas mais suave nas configurações que formam laços (configurações do tipo *Barra Dupla / Disjuntor e Meio* e *Anel Múltiplo*) e mais severo para as configurações com muitos terminais conectados ao mesmo nó (por exemplo, configurações do tipo *Barra Dupla / Disjuntor Simples-4 chaves*), afetando a parcela referente ao índice de segurança.

Os pesos adotados para apenar os índices individuais são progressivos, isto é: maiores de acordo com a importância da subestação na rede básica. Por exemplo, na **Tabela 3.6** os pesos foram fixados considerando-se subestações de elevada importância, fazendo parte da “matriz de segurança da rede básica”. Segundo o índice, ficaria impedido o uso de configuração em *Anel Simples* ou *Barra Dupla Disjuntor Simples*, em subestações de médio e grande porte. Já na **Tabela 3.7** os índices - I_{DS} foram calculados relaxando-se os pesos, admitindo-se uma margem maior de tolerância para as outras subestações da rede básica, em relação a um índice (ou configuração de referência), pré-estabelecido.

Índice de Desempenho da Subestação: $I_{ds} = I_{sn} + I_{se} + I_u + I_f$						
Figura	Configuração de Barras	Normal	Emergência	I_u (horas/ano)	I_f	I_{ds}
		I_{sn} (falhas/ano)	I_{se} (falhas/ano)			
SE's com 3 conexoes						
3.4	fly tap	20,74	6,08	11,15	1,70	39,67
3.5	b.simples	1,54	0,32	22,06	0,92	24,84
3.6	b.s. by-pass	1,54	3,35	1,71	0,70	7,30
	b.p.+transf.	1,54	0,46	1,74	0,56	4,30
	b.d.-3ch	1,54	0,35	21,41	0,42	23,72
	b.d.-4ch	1,54	0,46	1,60	0,32	3,92
	anel simples	1,33	3,34	0,92	0,43	6,02
	b.d./d1/2	0,44	3,41	0,87	0,32	5,04
SE's com 4 conexoes						
	b.simples	2,02	0,46	22,11	1,10	25,69
	b.s.by-pass	2,02	3,50	1,77	0,82	8,11
	b.p.+transf.	2,02	0,61	1,80	0,74	5,17
3.9	b.d.-3ch	1,58	0,59	21,41	0,41	23,98
	b.d.-4ch	1,58	0,61	1,60	0,31	4,09
3.7	anel simples	0,89	4,40	0,93	0,39	6,61
3.8	b.d./d1/2	0,45	4,48	0,88	0,32	6,12
SE's com 6 conexoes						
3.10	b.p.+transf.	2,99	0,90	1,91	0,99	6,79
3.11	b.p. secc.+transf.	2,01	0,78	1,71	0,46	4,96
3.12	b.d.-4ch	2,06	0,90	1,66	0,45	5,06
3.13	anel simples	0,27	6,53	0,96	0,35	8,11
3.14	anel multiplo 1	0,71	2,79	0,92	0,28	4,69
3.15	b.d./d1/2	0,13	1,02	0,84	0,24	2,23
3.16	b.d./d1/2-modif.	0,27	5,88	0,88	0,47	7,50
3.17	b.d./disj. duplo	0,00	0,22	0,91	0,23	1,36
SE's com 8 conexoes						
	b.p.+transf.	3,95	1,19	2,02	1,26	8,42
	b.d.-4ch	2,54	1,19	1,72	0,49	5,94
3.18	b.d.-1 secc.-4ch	1,92	0,60	1,65	0,33	4,50
	anel simples	0,35	10,80	0,99	0,33	12,48
	anel multiplo 1	0,80	3,07	0,92	0,28	5,07
	anel multiplo 2	0,40	3,25	0,93	0,26	4,84
	b.d./d1/2	0,18	1,16	0,84	0,29	2,46
3.19	b.d./d1/2-modif.	0,40	1,25	0,84	0,49	2,98
3.20	b.d./disj. duplo-modif.	0,53	0,75	0,92	0,61	2,82
	b.d./disj.e um terco	0,22	2,18	0,86	0,30	3,56
SE's com 12 conexoes						
	b.d.-4ch	3,51	1,76	1,83	0,79	7,89
3.21	b.d.+transf.-4ch	3,51	1,36	1,83	0,50	7,19
3.22	b.d.-2secc.-4ch	1,57	1,29	1,68	0,37	4,90
	b.d./d1/2	0,27	1,28	0,84	0,33	2,71
	b.d./d1/2-modif.	0,67	1,35	0,84	0,57	3,43
3.23	b.d./disj. e um terco	0,35	2,13	0,86	0,30	3,65
3.24	anel multiplo 2	0,62	3,28	0,93	0,25	5,08
Pesos Adotados		P1	P2	P3	P7	P8
		1	5	10		
		P4	P5	P6	1	1
		1	2	3		

Tabela 3.6 – Índice de Desempenho para Subestações de Categoria A

Índice de Desempenho da Subestação: Ids = Isn + Ise + lu + lf						
Figura	Configuração de Barras	Normal	Emergência	lu (horas/ano)	lf	Ids
		Isn (falhas/ano)	Ise (falhas/ano)			
SE's com 3 conexoes						
3.4	fly tap	20,74	2,03	11,15	1,70	35,62
3.5	b.simples	1,54	0,11	22,06	0,92	24,63
3.6	b.s. by-pass	1,54	1,12	1,71	0,70	5,07
	b.p.+transf.	1,54	0,15	1,74	0,56	3,99
	b.d.-3ch	1,54	0,12	21,41	0,42	23,49
	b.d.-4ch	1,54	0,15	1,60	0,32	3,61
	anel simples	1,33	1,11	0,92	0,43	3,79
	b.d./d1/2	0,44	1,14	0,87	0,32	2,77
SE's com 4 conexoes						
	b.simples	2,02	0,15	22,11	1,10	25,38
	b.s.by-pass	2,02	1,17	1,77	0,82	5,78
	b.p.+transf.	2,02	0,20	1,80	0,74	4,76
3.9	b.d.-3ch	0,67	0,22	21,41	0,41	22,71
	b.d.-4ch	0,67	0,20	1,60	0,31	2,78
3.7	anel simples	0,18	2,18	0,93	0,39	3,68
3.8	b.d./d1/2	0,09	2,22	0,88	0,32	3,51
SE's com 6 conexoes						
3.10	b.p.+transf.	2,99	0,30	1,91	0,99	6,19
3.11	b.p. secc.+transf.	0,75	0,35	1,71	0,46	3,28
3.12	b.d.-4ch	0,76	0,30	1,66	0,45	3,17
3.13	anel simples	0,00	2,18	0,96	0,35	3,49
3.14	anel multiplo 1	0,44	0,70	0,92	0,28	2,34
3.15	b.d./d1/2	0,00	0,06	0,84	0,24	1,14
3.16	b.d./d1/2-modif.	0,00	2,18	0,88	0,47	3,53
3.17	b.d./disj. duplo	0,00	0,00	0,91	0,23	1,14
SE's com 8 conexoes						
	b.p.+transf.	3,95	0,40	2,02	1,26	7,63
	b.d.-4ch	0,86	0,40	1,72	0,49	3,47
3.18	b.d.-1 secc.-4ch	0,69	0,28	1,65	0,33	2,95
	anel simples	0,00	4,31	0,99	0,33	5,63
	anel multiplo 1	0,09	1,00	0,92	0,28	2,29
	anel multiplo 2	0,00	0,84	0,93	0,26	2,03
	b.d./d1/2	0,00	0,09	0,84	0,29	1,22
3.19	b.d./d1/2-modif.	0,00	0,17	0,84	0,49	1,50
3.20	b.d./disj. duplo-modif.	0,00	0,22	0,92	0,61	1,75
	b.d./disj.e um terco	0,00	0,49	0,86	0,30	1,65
SE's com 12 conexoes						
	b.d.-4ch	1,05	0,59	1,83	0,79	4,26
3.21	b.d.+transf.-4ch	1,05	0,66	1,83	0,50	4,04
3.22	b.d.-2secc.-4ch	0,18	0,52	1,68	0,37	2,75
	b.d./d1/2	0,00	0,00	0,84	0,33	1,17
	b.d./d1/2-modif.	0,00	0,00	0,84	0,57	1,41
3.23	b.d./disj. e um terco	0,00	0,00	0,86	0,30	1,16
3.24	anel multiplo 2	0,00	0,35	0,93	0,25	1,53
Pesos Adotados		P1	P2	P3	P7	P8
		0	1	10		
		P4	P5	P6	1	1
		0	1	1		

Tabela 3.7 – Índice de Desempenho para Subestações de Categoria B

3.5 – Comentários:

Este capítulo propõe metodologia para possibilitar comparações quantitativas entre configurações de barra de subestações. Assim são definidos três parâmetros quantitativos: *Índice de Segurança da Subestação* – I_s , que reflete o risco potencial que as falhas, que ocorrem na subestação, oferecem à rede básica, sendo que quanto menor este índice, menor é o risco e, portanto maior a segurança que a subestação oferece à rede básica; *Indisponibilidade da Subestação* – U , que reflete a probabilidade de perda de continuidade na subestação, sendo que quanto menor a indisponibilidade melhor é o atendimento à demanda; e *Indicador de Flexibilidade Operativa* – FO , que reflete a necessidade relativa em se realizar manobras na subestação, sendo que quanto menor este indicador, menor é a necessidade relativa de realizar manobras, sendo então mais flexível a subestação. Os três parâmetros acima são combinados formando um único, denominado de *Índice de Desempenho da Subestação* – I_{DS} .

A **Tabela 3.8** abaixo apresenta um resumo dos resultados da aplicação da metodologia proposta, para três tipos de configuração, em três portes de subestação:

Subestação		Configuração de Barras	I_s (falhas/ano)	U (horas/ano)	FO	I_{ds}
Porte	“Bays”					
Pequena	4	B D / Disj. Simples- 4 ch	2,18	1,60	3,12	4,09
	4	Anel Simples	5,29	0,93	3,92	6,61
	4	B D / Disjuntor e Meio	4,92	0,88	3,17	6,12
Média	6	B D / Disj. Simples- 4 ch	2,95	1,66	4,48	5,06
	6	Anel Simples	6,80	0,96	3,51	8,11
	6	B D / Disjuntor e Meio	1,15	0,84	2,86	2,28
Grande	8	B D / Disj. Simples- 4 ch	3,73	1,72	4,86	5,94
	8	Anel Simples	11,16	0,99	3,30	12,48
	8	B D / Disjuntor e Meio	1,33	0,84	2,91	2,46

Tabela 3.8 – Resultados para Subestações de Categoria A (elevada segurança)

Se a configuração de referência para as subestações de *Categoria A* (estratégicas para a rede básica) for em *Barra Dupla / Disjuntor e Meio* observa-se que há uma ordenação das configurações com relação aos parâmetros estabelecidos e esta configuração, para subestações com um mínimo de seis conexões, afasta-se completamente das outras duas no quesito de segurança, possuindo índice I_s muito mais baixo, oferecendo, portanto menor risco à rede básica. A degradação da segurança da configuração em *Anel Simples* é claramente notada.

Para subestações de pequeno porte, com apenas 3 ou 4 conexões, a configuração em *Barra Dupla / Disjuntor e Meio* tem comportamento semelhante ao *Anel Simples*, pois ambas formam apenas um laço elétrico, e em configurações de emergência, com o laço aberto, ficam expostas às falhas externas à subestação, que podem provocar seu colapso. Assim, em subestações que requeiram elevada segurança já na sua fase de implantação a solução poderia ser a inclusão de um terceiro ramo ligando as duas barras da subestação, que altera significativamente o grau de segurança da configuração, deixando-as compatíveis com as subestações de maior porte. Esta alteração é, na verdade, uma antecipação do investimento na futura ampliação da subestação. Veja a **Figura 3.25** abaixo:

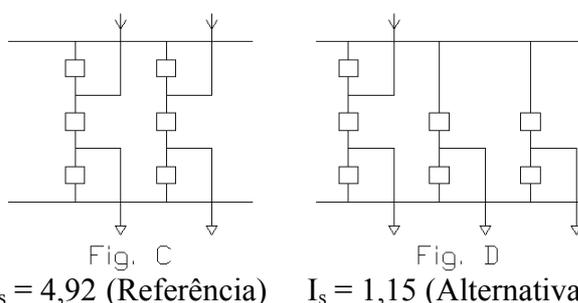


Figura 3.25 – Configurações de Implantação para SE's em B D / Disjuntor e Meio

Para permitir a escolha de alternativas, em relação à configuração de referência, a metodologia deve ser aplicada adotando-se margem de tolerância em relação ao índice de referência, para que configurações com índices próximos ao de referência possam ser aceitas.

Os resultados obtidos sofrem alterações ao ser alterada a base de dados utilizada, porém para uma faixa de valores típicos internacionais é improvável que a ordenação das configurações seja alterada. No caso de subestações isoladas a SF₆, onde as taxas de falhas dos seus componentes são menores do que a de componentes de subestações convencionais, esta ordenação de configurações pode ser alterada.

As análises complementares realizadas em **Anexo** conduzem às seguintes conclusões:

* A inclusão do efeito de falhas em disjuntores devido a pólo preso, para o cálculo do índice de segurança - I_s , não é absolutamente necessária para a ordenação das configurações de barra, uma vez que as configurações de emergências estão sendo analisadas, porém pode ser conveniente para complementar a metodologia.

* A adoção de três níveis de severidade com faixas idênticas para a classificação das falhas, que possibilita o cálculo do índice de segurança, é suficiente para a ordenação das configurações de barra.

4 – Análise a Um Parâmetro:

Ao se observar os resultados da ordenação de configurações de barra da **Tabela 7.6** do **Capítulo 3** verifica-se que dos três parâmetros considerados (segurança, confiabilidade e flexibilidade) o índice de segurança é dominante no poder de diferenciar as configurações. Assim a proposição deste capítulo é o de simplificar a análise adotando-se apenas o parâmetro de segurança com alterações na forma de cálculo definida no **Capítulo 3**.

Agora a Classificação de Falhas só é realizada para a subestação operando na sua configuração normal, obtendo os conjuntos de falhas $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$. Porém, como compensação, considerando-se, além das contingências simples (falhas simples), também as falhas simples com a ocorrência de disjuntor com pólo preso. As configurações de emergências da subestação não são analisadas, mas são levadas em conta de forma indireta, de acordo com a expectativa de degradação da configuração da subestação em emergência (com um disjuntor isolado).

Deste modo, a obtenção deste novo índice de segurança – I_S é mais rápido, facilitando, com isto, a automatização do processo de cálculo (desenvolvimento de “software”).

4.1 – Parâmetro da Segurança:

A metodologia simplificada para a análise comparativa de desempenho de configurações de barra tem como base um novo Índice de Segurança – I_S , calculado a partir da Classificação de Falhas apenas para a configuração normal da subestação e de pesos, para aplicar penalidades nos conjuntos de falhas, variáveis em função da expectativa de degradação da configuração em emergência (com um disjuntor isolado). Os conjuntos de falhas são obtidos com a análise da configuração normal da subestação considerando-se as falhas simples e também as falhas simples com a ocorrência de disjuntor com pólo preso, segundo o critério de classificação da **Tabela 4.1**.

Nível de Severidade	Porcentagem dos “bays” desligados devido à falha	Conj. de Falhas
1	$p \leq 33\%$	λ_1
2	$33\% < p < 66\%$	λ_2
3	$p \geq 66\%$	λ_3

Tabela 4.1 – Critério para a Classificação das Falhas na Subestação.

A equação [4.1] abaixo é o Índice de Segurança calculado :

$$I_S = \lambda_1 \cdot p_1 + \lambda_2 \cdot p_2 + \lambda_3 \cdot p_3 \quad (\text{falhas / ano}) \quad [4.1]$$

O peso P_1 , associado ao nível 1 de severidade, é mantido constante como em [4.2] :

$$P_1 = 1 \quad [4.2]$$

Os pesos P_2 e P_3 , associados aos níveis 2 e 3 de severidade, são variáveis como em [4.3] e [4.4] :

$$P_2 = (e^{-NLR} + 1) * (e^{-NDR} + 2) \quad [4.3]$$

$$P_3 = 2 * (e^{-NLR} + 1) * (e^{-NDR} + 2) \quad [4.4]$$

A variação é função do número de laços contíguos remanescentes, NLR , e também do número de disjuntores de interligação de barras remanescentes, NDR , na subestação, estando a mesma em configurações de emergência (com um disjuntor isolado). A **Figura 4.1** apresenta, como exemplo, a variação, para subestações que formam apenas laços, dos pesos P_2 e P_3 em função dos laços remanescentes variando desde 0 até 7. O objetivo é diferenciar as configurações de barra em configurações de emergência.

Por exemplo: na configuração em *Anel Simples*, em emergência (com um disjuntor isolado), o anel é mantido aberto. Então, NLR é zero, e os pesos P2 e P3 serão máximos: 6 e 12 respectivamente, ao passo que as configurações em *Anel Múltiplo* que conseguem manter 1, 2, ou mais laços em emergências são apenas com pesos menores, pois a perda da configuração da subestação é menor. Este efeito é sentido apenas para os primeiros laços como mostrado abaixo.

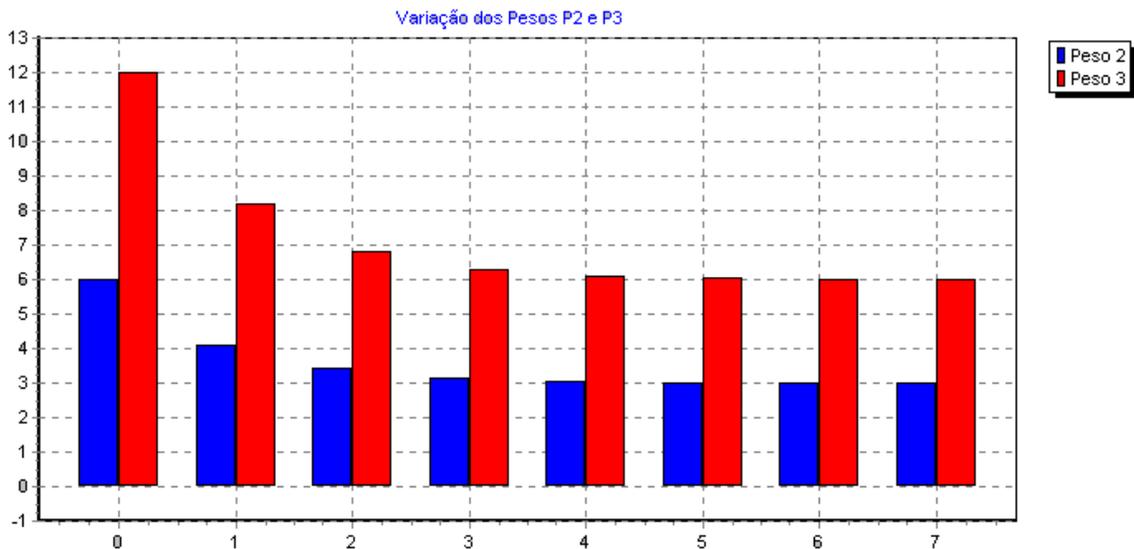


Figura 4.1 – Gráfico de Pesos P2 / P3 em função do número de laços na SE
OBS: com NLR variando de 0 a 7, para NDR=0, subestações que só formam laços

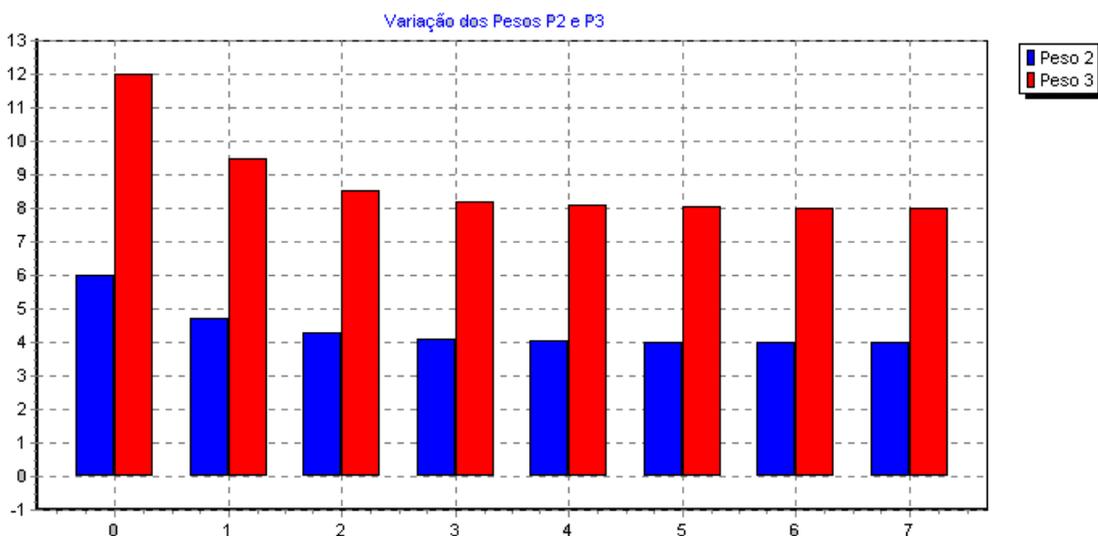


Figura 4.2 – Gráfico de Pesos P2 / P3 em função do número de disj. de interlig. na SE
OBS: com NDR variando de 0 a 7, para NLR=0, subestações que **não** formam laços

A **Figura 4.2** mostra o efeito do aumento do número de disjuntores de interligação de barras remanescentes na subestação, em configurações de emergência, para subestações que não formam laços, como a configuração em *Barra Dupla / Disjuntor simples – 4 chaves*. Neste tipo de configuração, por exemplo, em emergência, o disjuntor de interligação de barras juntamente com a barra utilizada como barra de transferência ficam dedicados ao “bay” bypassado, passando a subestação a operar com *Barra Simples*, aumentando o risco para o sistema. Neste caso o número de disjuntores de interligação de barras remanescentes (NDR) na subestação é zero, e os pesos P2 e P3 são máximos: 6 e 12 respectivamente. Se a subestação possuir um ou dois disjuntores de seccionamento de barras, além do disjuntor de interligação (transferência) de barras, o valor de NDR passa a ser 1 ou 2, pois em configurações de emergência a subestação está operando com duas ou três secções de barras, diminuindo o risco para o sistema. Assim, estas subestações são apenas com pesos menores. Também neste caso, este efeito é sentido apenas para os três primeiros disjuntores remanescentes, como mostrado na figura acima.

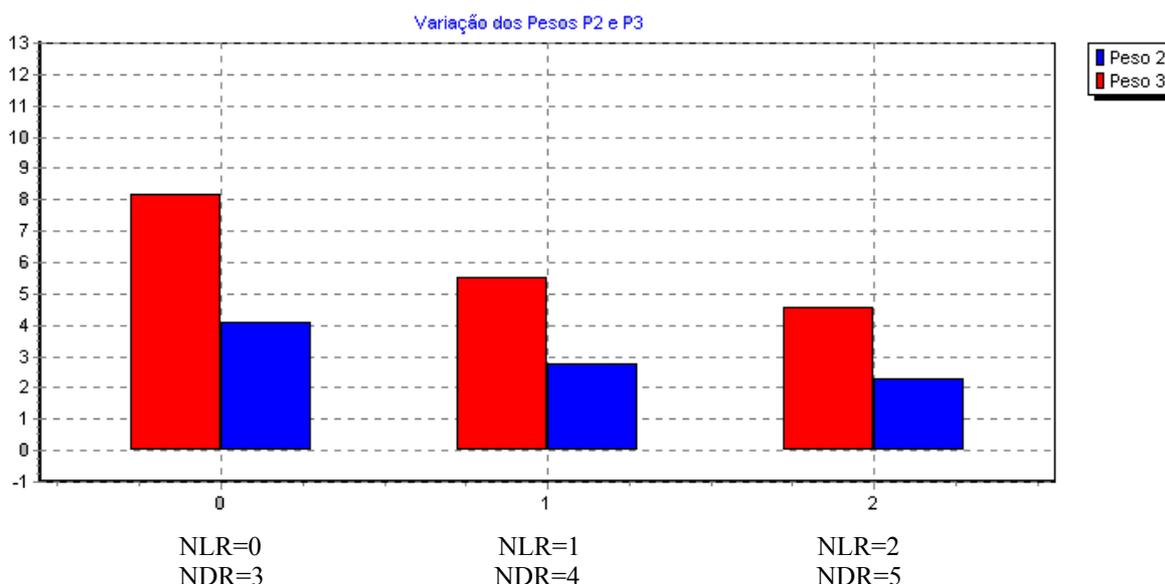


Figura 4.3 – Gráfico de Pesos P2 / P3 em função de laços e de disj. de interl. na SE
OBS: subestações que formam laços e nós

A **Figura 4.3** acima mostra os pesos P2 e P3 para configurações não usuais (híbridas) que possuem disjuntores de interligação de barras e que podem formar laços, dependendo de sua configuração operacional. Se em uma subestação em *barra dupla e disjuntor simples* forem acrescentados mais três disjuntores de interligação de barras, formando quatro secções de barras, tem-se um laço formado. Neste caso específico, em configuração normal a SE opera formando um anel com as secções das barras e os quatro disjuntores de interligação de barras.

Em configurações de emergência (com um disjuntor bypassado) se a filosofia de operação em barra dupla for adotada, o anel será aberto e um dos disjuntores de interligação, juntamente com uma secção de barra ficará dedicado a este bay. Assim $NLR=0$ e $NDR=3$. Se a filosofia de operação em anel for adotada, o anel permanecerá fechado e $NLR=1$ e $NDR=4$. Verifica-se então uma diferença na aplicação de penalidades nos conjuntos de falhas, pois os pesos se alteram em função dos riscos oferecidos pelas configurações adotadas para a emergência. Se a subestação for alterada ($NLR=2$ e $NDR=5$) pode-se diminuir um pouco mais o risco oferecido ao sistema em configurações de emergência.

Assim, a metodologia se torna mais simples mas com poder de síntese suficiente para ser capaz de diferenciar as diversas configurações de barra.

4.2 – Dados Utilizados:

Os dados adotados para a análise de desempenho das subestações tiveram como base o levantamento de falhas ocorridas no Sistema Canadense para um período de cinco anos, de Janeiro / 1993 a Dezembro / 1997, como indicado em [8] e nas informações de dados típicos fornecidos pelo ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Os itens a seguir apresentam a sistemática de obtenção dos dados a partir de um histórico de ocorrências de falhas. É importante esclarecer que estes dados se referem às subestações convencionais, isoladas em ar (AIS).

4.2.1 – Dados estatísticos para a faixa de tensão entre 300 a 599 kV:

As Tabelas 4.2 e 4.3 apresentam o levantamento de falhas ocorridas, para componentes dos pátios de manobras de subestações, tendo como base a saída forçada dos equipamentos principais devido a atuação da proteção.

Número de falhas ocorridas para a faixa de tensão entre 300 a 599 kV					
Saída Forçada	Causa principal, em número de falhas.				
	Chave	Barra	PR	TC	TP
Linhas	15	10	03	04	20
Transformadores	14	07	08	00	06
Disjuntores	56	56	00	20	03
Total	85	73	11	24	29

Tabela 4.2 – Falhas ocorridas em um período de cinco anos [8]

Número total de horas desligadas para a faixa de tensão entre 300 a 599 kV					
Saída Forçada	Causa principal, em número total de horas desligadas.				
	Chave	Barra	PR	TC	TP
Linhas	409	1233	68	137	1092
Transformadores	668	398	574	00	229
Disjuntores	5603	992	00	3637	153
Total	6680	2623	642	2774	1474

Tabela 4.3 – Tempo total desligado em um período de cinco anos [8]

O documento em Referência [8] é um documento de levantamento geral da performance do sistema de transmissão, que relata falhas, desligamentos, e o universo dos principais componentes para o período de observação de cinco anos. No caso específico dos pátios de manobras das subestações, apenas o universo de disjuntores (disjuntores x ano) é definido. Os universos dos demais componentes, tais como chaves, barramentos, TC's, etc não estão explicitados. Para o estabelecimento das taxas de falhas destes componentes é necessário definir, mesmo que indiretamente, o universo destes componentes. Assim, considerando que a maioria das subestações em EHV do Sistema Canadense utiliza as configurações em *Anel Simples*, *Anel Múltiplo*, *Barra Dupla / Disjuntor e Meio* e *Barra Dupla / Disjuntor e Um Terço*, fixou-se uma configuração para uma subestação de médio porte, que representa a média das configurações acima, para que fosse possível, estabelecer uma proporcionalidade entre os diversos componentes do pátio de manobras, como mostra a **Tabela 4.4**.

Proporcionalidade entre o número de componentes do pátio de manobras para uma subestação de médio porte [1]	
Componente	número
Disjuntores	06
Chaves	18
Barras	02
TC's(conjunto)	06
TP's(conjunto)	03
PR's(conjunto)	06

Tabela 4.4 – Número de Componentes de Subestação Típica

Nota: [1] – Configuração Barra Dupla / Disjuntor e Meio Modificado para Subestação de Seis “Bays”.

Com base nesta proporcionalidade estabelecida e no universo conhecido de disjuntores foi possível estabelecer os universos dos demais componentes do pátio de manobras, apresentados na **Tabela 4.5**.

Universos de componentes, estabelecidos a partir do universo conhecido de disjuntores e da proporcionalidade da Tabela 4.4	
Componente	Universo [componentesxano]
Disjuntores	5975,5
Chaves	17926,5
Barras	1991,8
TC's(conjunto)	5975,5
TP's(conjunto)	2987,7
PR's(conjunto)	5975,5

Tabela 4.5 – Universos de componentes para um período de observação de cinco anos

A **Tabela 4.6** apresenta as taxas de falhas e o tempo médio de reparos dos componentes do pátio de manobras de subestação, de acordo com as falhas ocorridas, e as premissas consideradas acima.

Taxa de falhas, λ e tempo médio de reparos, r para componentes de subestação na faixa de tensão entre 300 a 599 kV do Sistema Canadense – [1], [2]		
Componente	λ [falhas/ano]	r [horas/falha]
Chave	0,0047	78,60
Barra	0,0367	35,90
TC (conjunto)	0,0040	115,60
TP (conjunto)	0,0097	50,80
PR (conjunto)	0,0018	58,40

Tabela 4.6 – Dados estatísticos de componentes para um período de cinco anos.

Notas: [1] – As taxas de falhas são obtidas dividindo-se os números totais de falhas, da Tabela 4.1, pelos universos dos componentes, da Tabela 4.4.

[2] – Os tempos médios de reparos são obtidos dividindo-se os números totais de horas desligadas, da Tabela 4.2, pelos números totais de falhas, da Tabela 4.1.

Para os Disjuntores, o levantamento das falhas foi feito classificando-os de acordo com o seu meio de extinção, com mostra a **Tabela 4.7**. Deve-se observar, neste caso, que o universo de disjuntores a ar comprimido é bem maior do que o de disjuntores a SF₆, que resulta em valores médios de taxas de falhas e tempos de reparos mais confiáveis para o ar comprimido.

Número de falhas ocorridas, e tempo total desligado de Disjuntores para a faixa de tensão entre 300 a 599 kV no Sistema Canadense.			
Meio de Extinção	Universo [disj. x ano]	Número de falhas	Tempo total desligado
Ar Comprimido	3861,5	296	45905,0
SF ₆ [1]	383,0	15	421,0

Tabela 4.7 - Falhas em Disjuntores em um período de cinco anos [8]

Nota : [1] – Disjuntores do tipo “Live Tank”, com câmara de extinção isolada, de utilização mais comum no Brasil.

A **Tabela 4.8** apresenta as taxas de falhas e os tempos médios de reparos para os disjuntores a ar comprimido e a SF₆, devendo-se observar que o tempo médio de reparos para os disjuntores a SF₆ é muito baixo quando comparado com valores típicos.

Taxa de falhas, λ e tempo médio de reparos, r para Disjuntores na faixa de tensão entre 300 a 599 kV do Sistema Canadense.		
Meio de Extinção	λ [falhas/ano]	r [horas/falha]
Ar Comprimido	0,0767	155,08
SF ₆	0,0392	28,07

Tabela 4.8 – Dados estatísticos de Disjuntores para um período de cinco anos.

Os demais componentes do sistema de transmissão, isto é, Linhas de Transmissão, Banco de Transformadores e Banco de Reatores tem seus desempenhos apresentados nas **Tabelas 4.9e 4.10**.

Taxa de falha, λ de Linhas de Transmissão na faixa de tensão entre 300 a 599 kV no Sistema Canadense.				
Universo [Km x ano]	Falhas Permanentes		Falhas Transitórias	
	Número	Taxa [falhas/100 km ano]	Número	Taxa [falhas/100 km ano]
98457,0	421	0,4276	683	0,6937

Tabela 4.9 - Dados estatísticos de Linhas para um período de cinco anos [8]

Taxa de falha, λ de Banco de Transformadores e Reatores na faixa de tensão entre 300 a 599 kV do Sistema Canadense.			
Componente	Universo[comp.xano]	Num. de falhas	Taxa [falhas/ano]
Transformadores	2840,0	143	0,0504
Reatores	706,5	40	0,0566

Tabela 4.10 - Dados estatísticos de Transformadores e Reatores para cinco anos [8]

Estes dados, nesta faixa de tensão, entre 300 a 599 kV, são utilizados para comporem uma base de dados para a análise de desempenho de subestações de 345, 440 e 500 kV do Sistema Interligado Nacional. Deve-se ter em mente que são dados médios oriundos de outro sistema, com condições climáticas bem diferentes, com política de manutenção e operação e logística de peças sobressalentes que podem ser diferentes das adotadas no Brasil.

4.2.2 - Dados estatísticos para a faixa de tensão entre 200 a 299 kV:

Adotando-se os mesmos procedimentos do item anterior estabeleceram-se as taxas de falhas e os tempos médios de reparos para a faixa de tensão entre 200 a 299 kV, apresentados na **Tabela 4.11**, para serem utilizados na análise de desempenho de subestações em 230 kV do Brasil.

Taxas de falhas, λ e tempo médio de reparos, r para componentes do sistema elétrico na faixa de tensão entre 200 a 299 kV do Sistema Canadense.			
Componente	Universo [comp.x anos]	Taxa de falha [falhas/ano]	Tempo de reparo [horas/falha]
Chave	35268,0	0,0048	75,1
Barra	3918,7	0,0526	23,5
TC (conjunto)	11756,0	0,0024	135,3
TP (conjunto)	5878,0	0,0146	33,4
PR (conjunto)	11756,0	0,0020	24,0
Disjuntor PVO	2137,0	0,0445	182,1
Disjuntor Ar Comp.	3598,0	0,0661	133,1
Disjuntor SF ₆	1278,5	0,0203	125,0
Falha permanente em LT / 100 km	199376,0	0,4238	
Falha transitória em LT / 100 km	199376,0	0,5156	
Transformadores	6214,5	0,0439	
Banco de Reatores	132,5	0,0981	
Banco de Capacitores	231,0	0,6407	

Tabela 4.11 - Dados estatísticos para tensão entre 200 a 299 kV para cinco anos.

Observa-se que embora seja outra faixa de tensão, as taxas de falhas e os tempos médios de reparos da **Tabela 4.11** acima, para a maioria dos componentes, são da mesma ordem de grandeza das apresentadas nas tabelas anteriores. No caso de disjuntores, confirma-se o desempenho superior de disjuntores a SF₆.

4.2.3 – Resumo de dados típicos informados pelo ONS:

As tabelas a seguir apresentam os dados típicos informados pelo ONS. Para aqueles componentes cujos dados foram informados, caso de Linhas de Transmissão – falhas permanentes, Banco de Transformadores, e Barramentos optou-se por realizar uma média com os dados do Sistema Canadense. Para o caso específico de Disjuntores, como os dados foram separados de acordo com o meio de extinção, apenas foi adotado o tempo médio de reparos típico de 100,0 horas informado, no lugar do tempo obtido de 28,07 horas da **Tabela 4.8**, por ser este um valor muito baixo quando comparado com o tempo obtido para a outra faixa de tensão da **Tabela 4.11**.

Taxa de falhas, falhas permanentes, λ e tempo médio de reparos, r para LT's. Dados Típicos		
Tensão[kV]	λ [falhas/100 km ano]	r [horas/falha]
230	0,6215	7,0
345 / 500	0,6215	10,0

Tabela 4.12 – Dados típicos de Linhas de Transmissão informados pelo ONS.

Taxa de falhas, λ e tempo médio de reparos, r para Disjuntores. Dados Típicos		
Tensão[kV]	λ [falhas/ano]	r [horas/falha]
230	0,0200	60,0
345	0,0500	60,0
500	0,0600	100,0

Tabela 4.13 – Dados típicos de Disjuntores informados pelo ONS.

Taxa de falhas, λ e tempo médio de reparos, r para Barramentos. Dados Típicos		
Tensão [kV]	λ [falhas/ano]	r [horas/falha]
230	0,0400	15,0
345 / 500	0,0200	24,0

Tabela 4.14 – Dados típicos de Barramentos informados pelo ONS.

Taxa de falhas, λ e tempo médio de reparos, r para Transformadores. Dados Típicos		
Maior Tensão [kV]	λ [falhas/ano]	r [horas/falha]
230	0,1200	100,0
345	0,1000	150,0
500	0,1000	280,0

Tabela 4.15 – Dados típicos de Transformadores informados pelo ONS.

Taxa de falhas, λ e tempo médio de reparos, r para Geradores. Dados Típicos do Sistema Brasileiro		
Tipo / Potência [MW]	λ [falhas/ano]	r [horas/falha]
Hidráulica / 60 a 199	7,62	24,4
Hidráulica / 200 a 499	10,14	25,0
Nuclear / 625	50,28	52,0
Nuclear / 1245	52,56	57,0

Tabela 4.16 – Dados típicos de Geradores informados pelo ONS.

4.2.4 – Dados adotados para a análise das subestações:

As tabelas a seguir apresentam os dados adotados neste capítulo para a o cálculo do novo índice de segurança de subestações - I_S .

Componente	Falhas Totais [1]		Falhas Ativas [2]		Manutenção [4]	
	$\lambda(f/a)$	$r(h/f)$	$\lambda_a(f/a)$	$r(h)$ [4]	$\lambda_m(v/a)$	$r(h)$
Disjuntor [3] Ar Comprimido	0,0767	155,1	0,0384	1,0	0,2	8,0
Disjuntor [3] SF6	0,0392	100,0	0,0196	1,0	0,2	8,0
Chave	0,0047	78,6	0,0047	3,0		
Barra	0,0284	30,0	0,0284	3,0	0,2	4,0
Seção Barra	0,0085	30,0	0,0085	3,0	0,2	4,0
TC (conjunto)	0,0040	115,6	0,0040	3,0		
TP (conjunto)	0,0097	50,8	0,0097	3,0		
PR (conjunto)	0,0018	58,4	0,0018	3,0		

Tabela 4.17 – Dados adotados para comp. do Pátio de Manobras para 345/440/500 kV

Notas:

- [1]: Falha total é aquela em que o componente falhado provoca interrupção durante o seu tempo de reparo.
- [2]: Falha ativa é aquela em que, devido à atuação do sistema de proteção, a interrupção se dá somente durante o tempo de manobra para isolamento do componente falhado.
- [3]: **50%** das falhas **foram adotadas** como ativas e atuam a proteção de retaguarda que protege o disjuntor. A probabilidade de pólos presos **foi adotada** como sendo de **1,0%** das aberturas solicitadas (1 falha em cada 100 atuações da proteção).
- [4]: Valores adotados para Manutenção Programada

Componente	Taxa de Falhas $\lambda(f/a)$
Falhas Permanentes / 100 km de LT [1]	0,5246
Falhas Transitórias / 100 km de LT [2]	0,6937
Banco de Transformadores	0,0752
Banco de Reatores	0,0566

Tabela 4.18 – Dados adotados de Solicitações Externas para 345/ 440/500 kV

Nota: [1]: Recuperação da LT mediante reparos.

[2]: Recuperação da LT mediante religamento.

Componente	Falhas Totais [1]		Falhas Ativas [2]		Manutenção [4]	
	$\lambda(f/a)$	$r(h/f)$	$\lambda_a(f/a)$	$r(h)$ [4]	$\lambda_m(v/a)$	$r(h/v)$
Disjuntor [3] PVO	0,0445	182,1	0,0223	1,0	0,2	8,0
Disjuntor [3] Ar Comprimido	0,0661	133,1	0,0331	1,0	0,2	8,0
Disjuntor [3] SF6	0,0203	125,0	0,0102	1,0	0,2	8,0
Chave	0,0048	75,1	0,0048	3,0		
Barra	0,0463	19,2	0,0463	3,0	0,2	4,0
Seção Barra	0,0139	19,2	0,0139	3,0	0,2	4,0
TC (conjunto)	0,0024	135,3	0,0024	3,0		
TP (conjunto)	0,0146	33,4	0,0146	3,0		
PR (conjunto)	0,0020	24,0	0,0020	3,0		

Tabela 4.19 – Dados adotados para componentes do Pátio de Manobras para 230 kV

Notas:

- [1]: Falha total é aquela em que o componente falhado provoca interrupção durante o seu tempo de reparo.
- [2]: Falha ativa é aquela em que, devido à atuação do sistema de proteção, a interrupção se dá somente durante o tempo de manobra para isolamento do componente falhado.
- [3]: **50%** das falhas **foram adotadas** como ativas e atuam a proteção de retaguarda que protege o disjuntor. A probabilidade de pólos presos **foi adotada** como sendo de **1,0%** das aberturas solicitadas (1 falha em cada 100 atuações da proteção).
- [4]: Valores adotados para Manutenção Programada.

Componente	Taxa de Falhas $\lambda(f/a)$
Falhas Permanentes / 100 km de LT [1]	0,5227
Falhas Transitórias / 100 km de LT [2]	0,5156
Banco de Transformadores	0,0820
Banco de Reatores	0,0981
Banco de Capacitores	0,6407

Tabela 4.20 – Dados adotados de Solicitações Externas para 230 kV

- Nota:** [1]: Recuperação da LT mediante reparos.
[2]: Recuperação da LT mediante religamento.

Os dados adotados para solicitações externas devido à falhas em Geradores são aqueles informados pelo ONS na **Tabela 4.16**.

4.3 – Testes com Subestações da Rede Básica :

As figuras a seguir apresentam as configurações de barra existentes (e possibilidades de alternativas) para algumas subestações da rede básica para efeito de teste da análise com o novo parâmetro de segurança.

4.3.1 - SE Angra 500 kV:

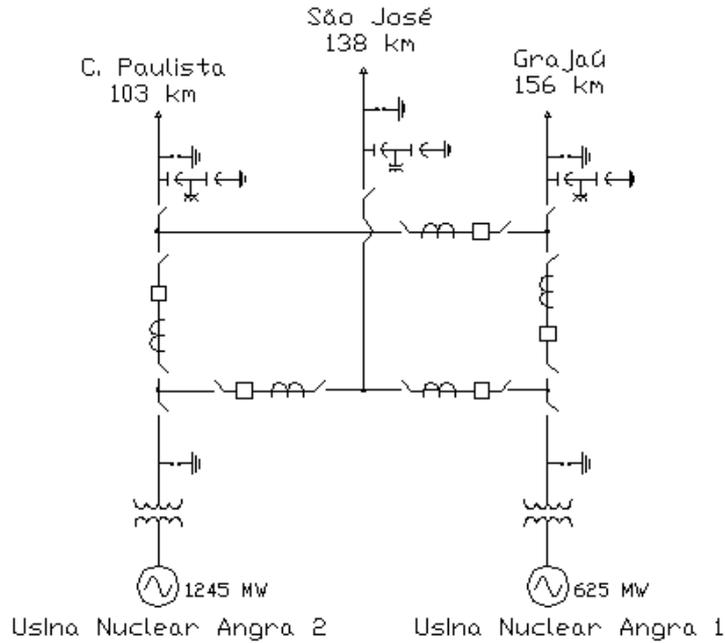


Figura 4.4 – Configuração SE Angra 500 kV, existente em Anel Simples

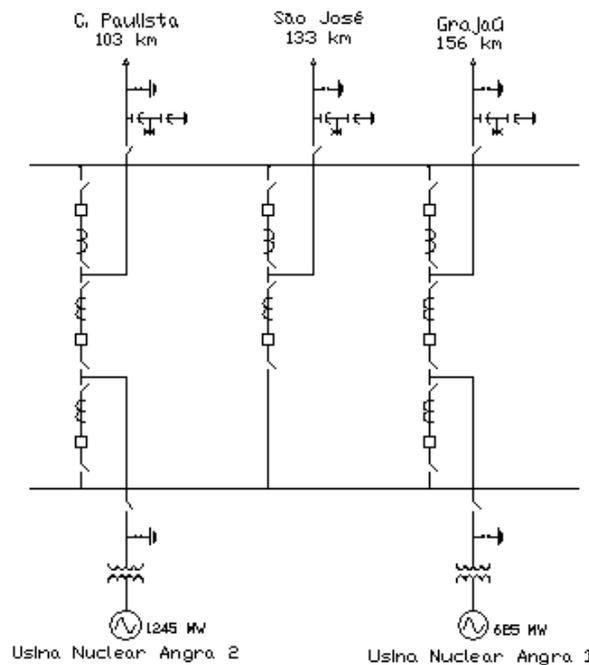


Figura 4.5 – Config. de Referência para SE Angra 500 kV em B D / Disjuntor e Meio

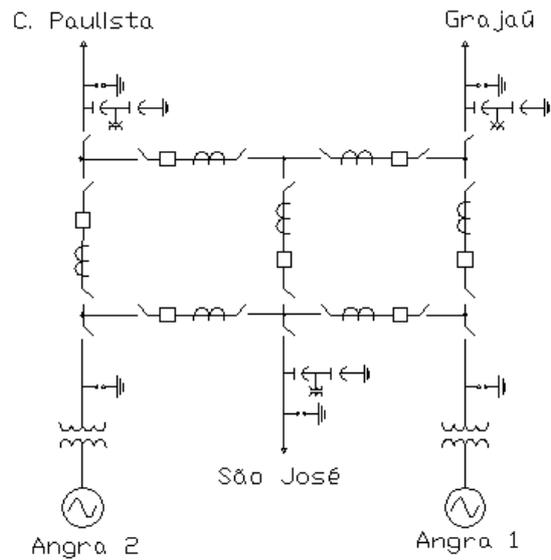


Figura 4.6 – Configuração Alternativa em Anel Múltiplo Tipo 1 para SE Angra 500 kV

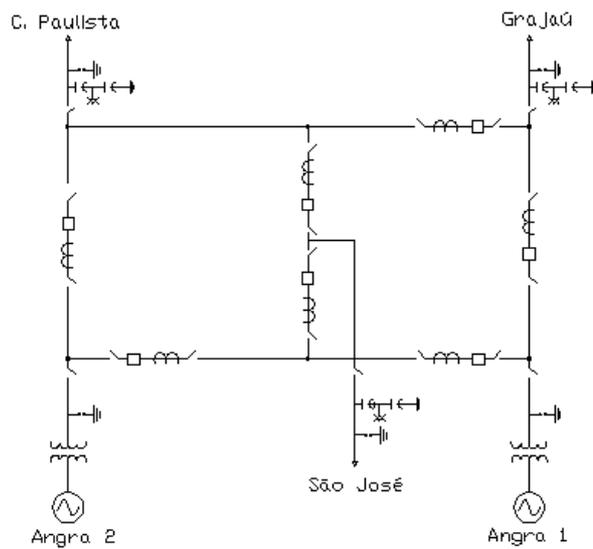


Figura 4.7 – Config. Altern. em Anel Múltiplo Tipo 2 Incompleto para SE Angra 500 kV.

4.3.2 – SE Cachoeira Paulista 500 kV:

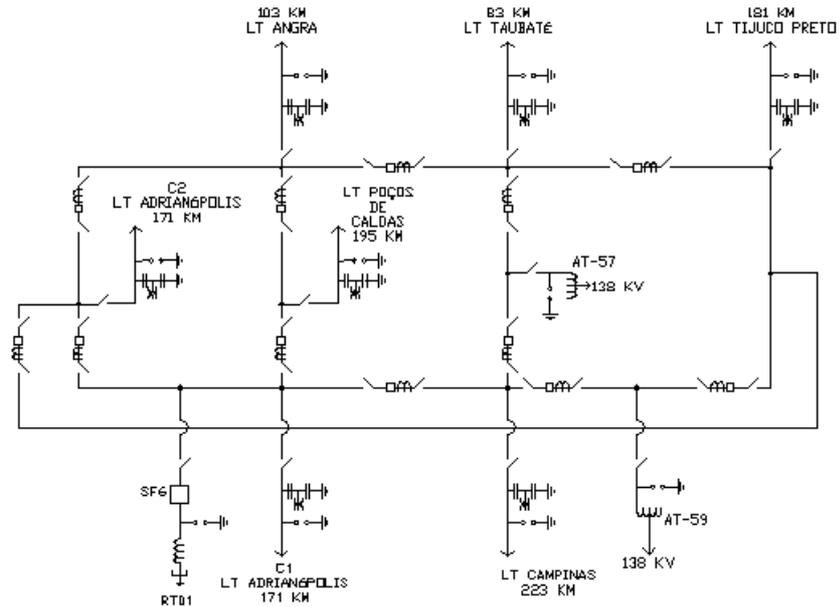


Figura 4.8 – Config. da SE Cachoeira Paulista 500 kV, existente em Anel Múltiplo Tipo 2.

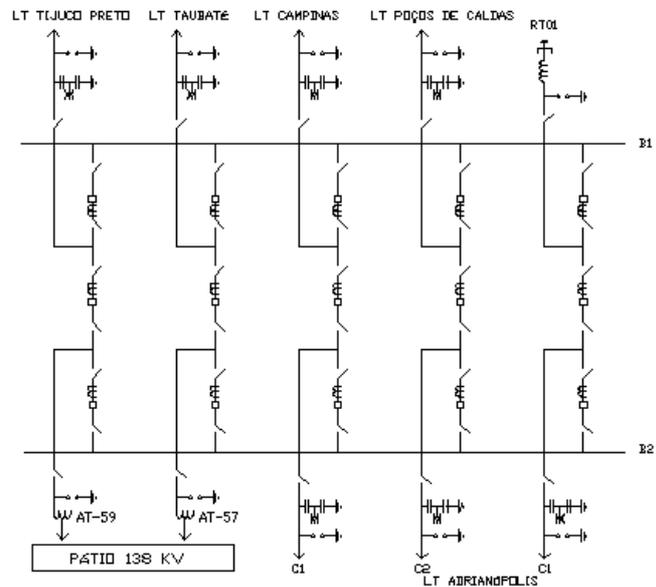


Figura 4.9 – Config. de Refer. para a SE Cachoeira Paulista 500 kV, em B D / Disj. e Meio

4.3.3 – SE Angelim 230 kV:

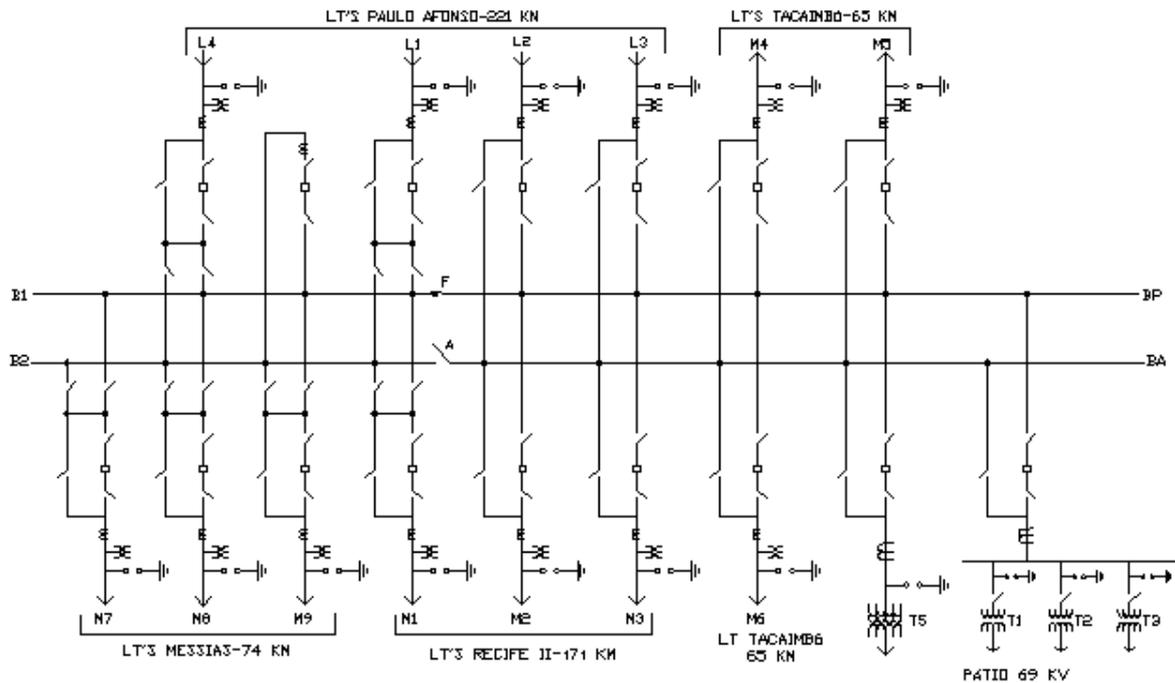


Figura 4.10 – Config. SE Angelim 230 kV, existente em B D / Barra PT – Disj. Simples.

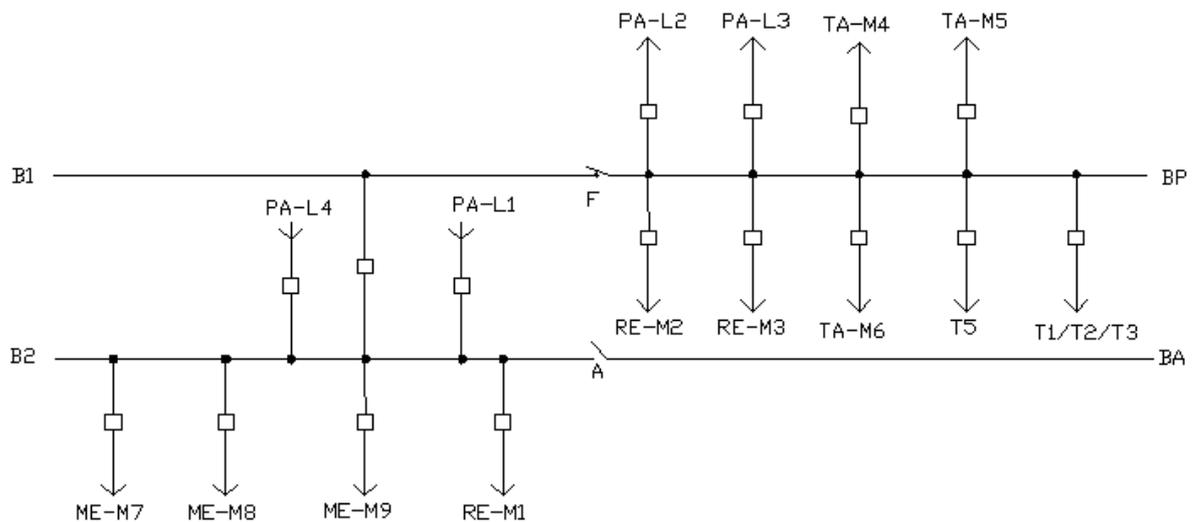


Figura 4.11 – Configuração Operacional Existente da SE Angelim 230 kV.

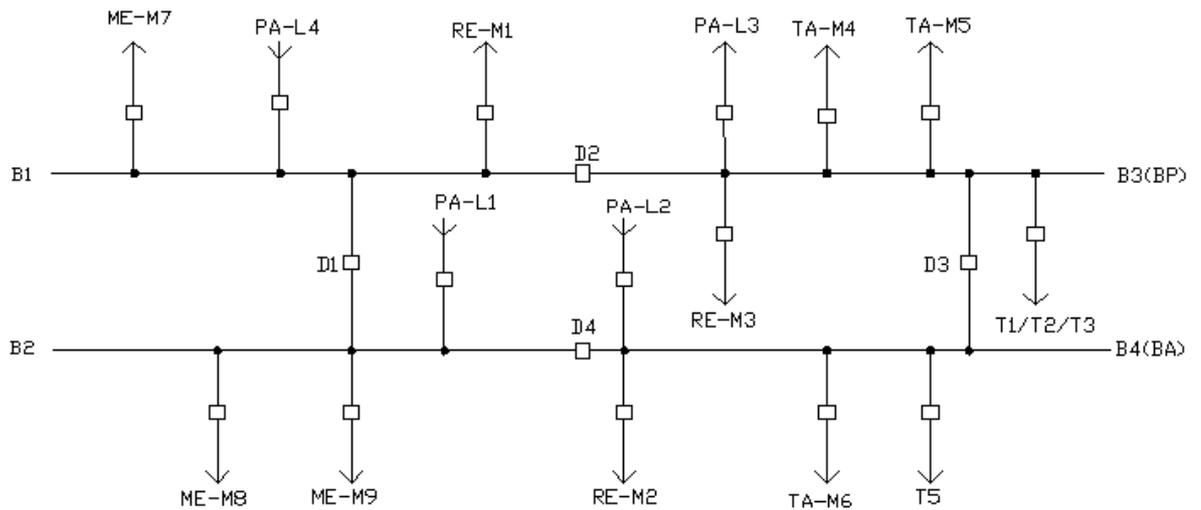


Figura 4.12 – Config. Alternativa, com 4 Seções de Barra em Anel, na SE Angelim 230 kV

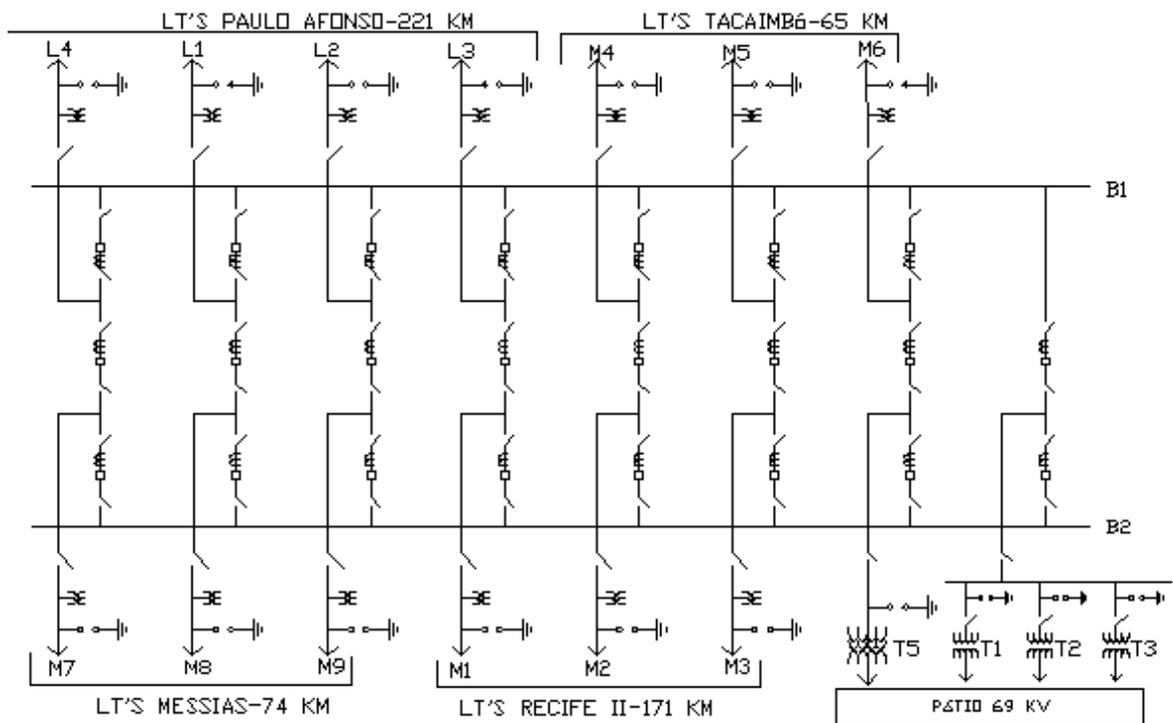


Figura 4.13 – Config. de Referência em B D / Disjuntor e Meio para SE Angelim 230 kV.

4.3.4 – SE Samambaia 345 kV:

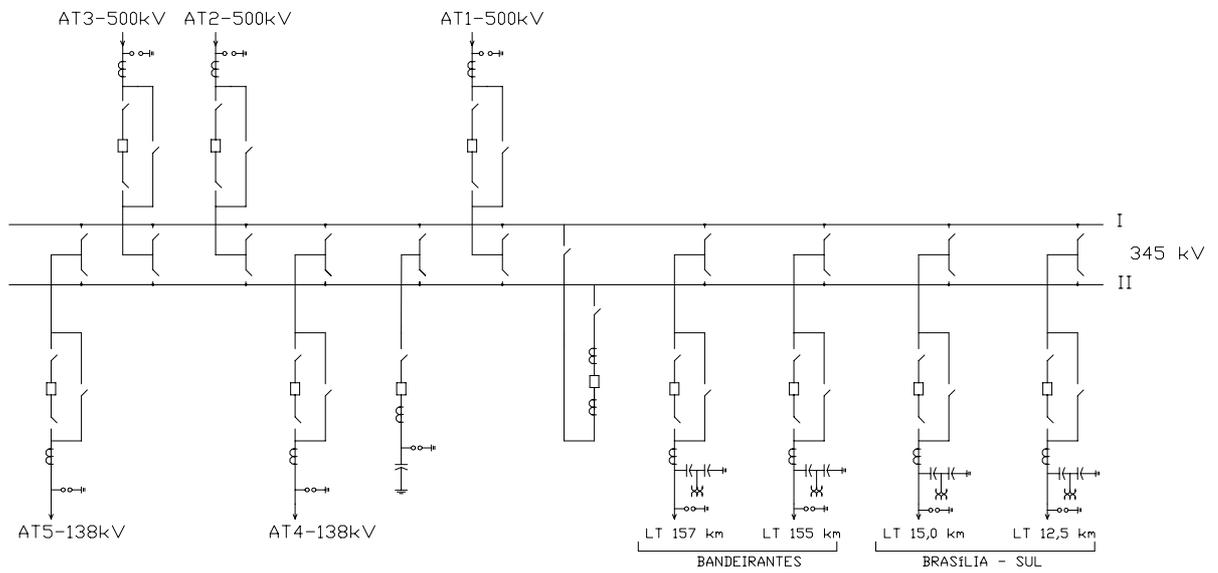


Figura 4.14 – Configuração Existente, em Barra Dupla / Disjuntor Simples – 5 chaves

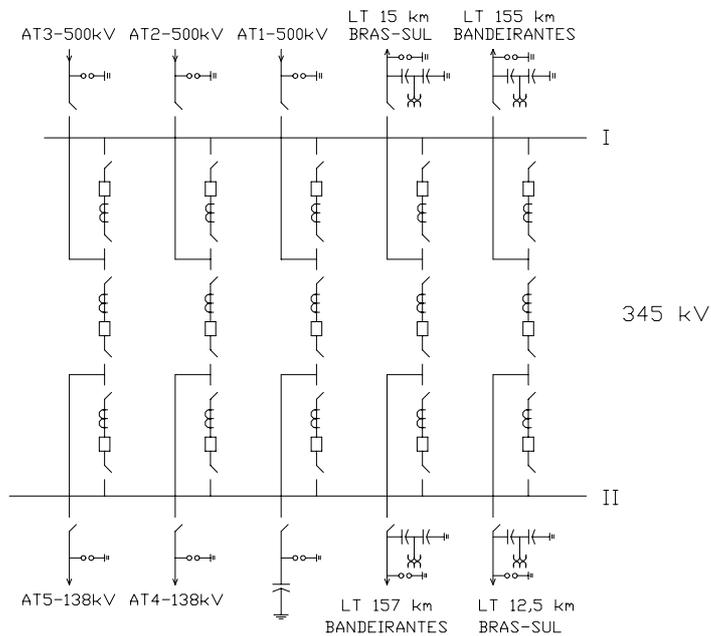


Figura 4.15 – Configuração de Referência, em Barra Dupla / Disjuntor e Meio

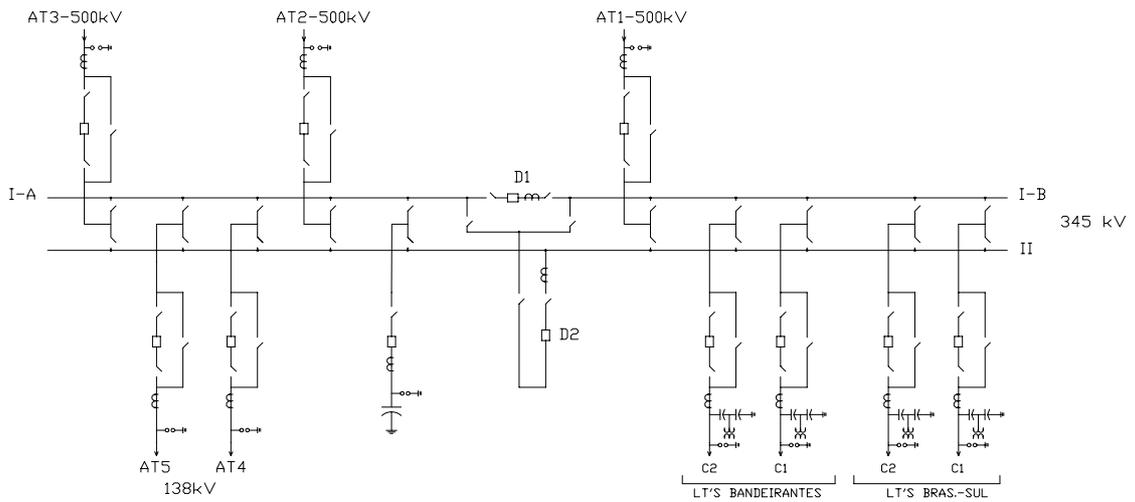


Figura 4.16 – Reforço na Config. Existente, em B D c/ 1 Seccion. / Disj. Simples – 5 chaves

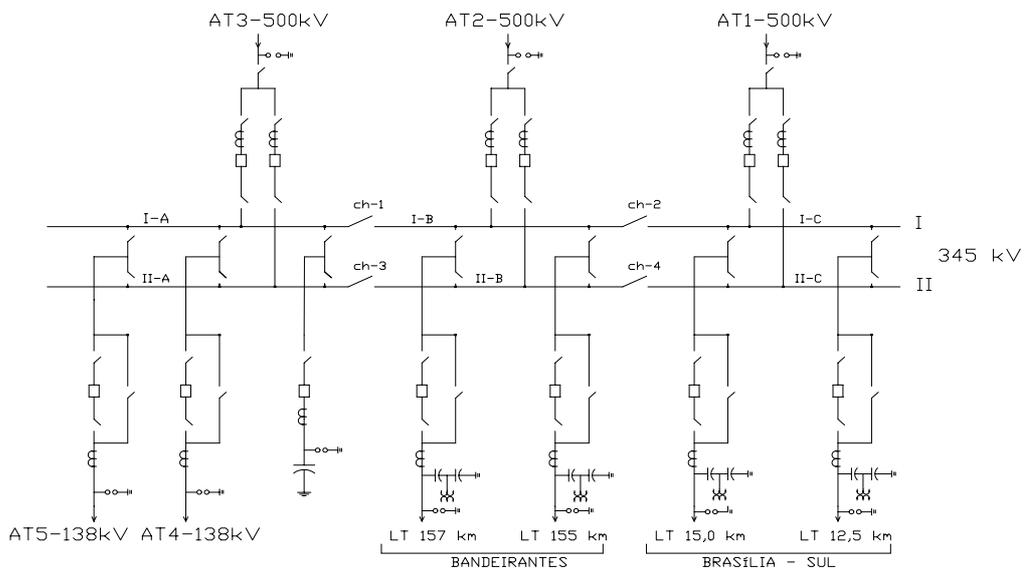


Figura 4.17 – Reforço na Config. Existente, em B D / Disjuntor Duplo / Simples – 5 chaves

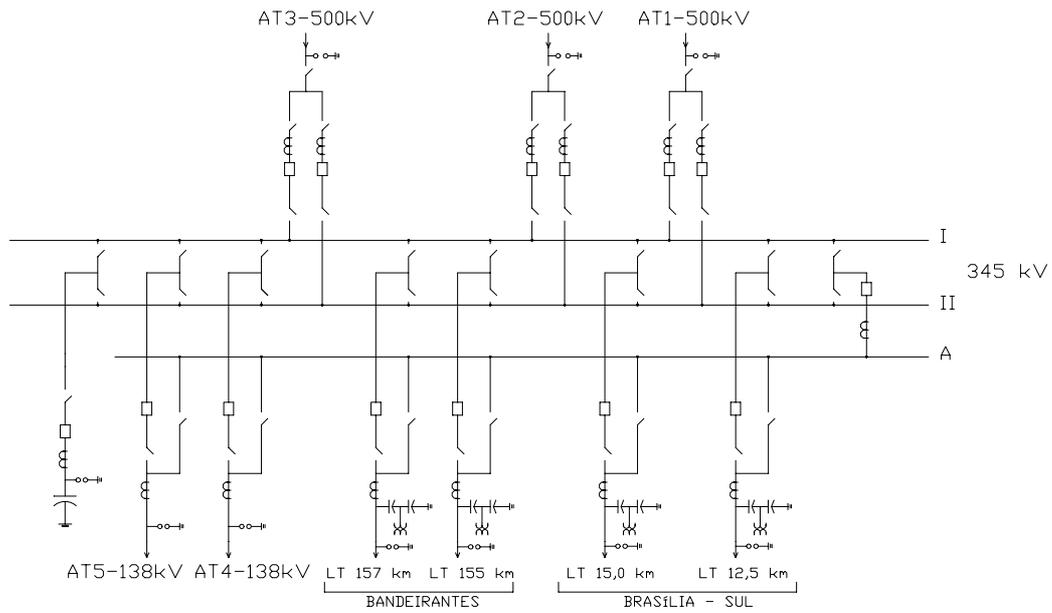


Figura 4.18 – Reforço na Config. Existente em B D + B. Aux. / Disj. Duplo / Simples – 4 ch

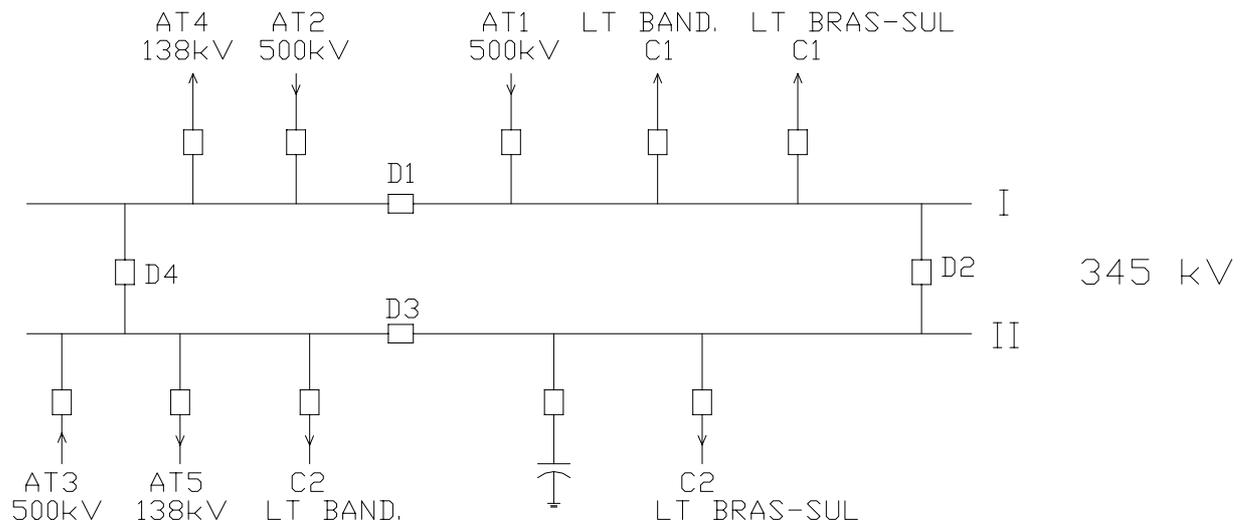


Figura 4.19 – Reforço na Config. Existente para a Barra Dupla Operar em “Anel Simples”

4.4 – Resultados da Aplicação da Metodologia:

4.4.1 – SE Angra 500 kV:

Conjuntos de Falhas (falhas / ano) devido às falhas simples, e falhas simples + disjuntor c/ pólo preso na subestação.			
Configurações	Configuração Normal		
	λ_1	λ_2	λ_3
Figura. 4.4	#	2,258	#
Figura 4.5	#	1,103	#
Figura 4.6	#	2,244	#
Figura 4.7	#	1,206	#

Tabela 4.21 - Classificação de Falhas – SE Angra 500 kV.

Não se aplica, pois não há falhas na subestação que conduzam a este nível de severidade.

Configurações	Pesos (P2) e I_S (falhas / ano)	
	P2	I_S
Figura. 4.4	6,00	13,55
Figura 4.5	4,10	4,52
Figura 4.6	4,10	9,20
Figura 4.7	4,10	4,94

Tabela 4.22 - Índices de Segurança para a SE Angra 500 kV

4.4.2 – SE Cachoeira Paulista 500 kV:

Conjuntos de Falhas (falhas / ano) devido às falhas simples, e falhas simples + disjuntor c/ pólo preso na subestação.			
Configurações	Configuração Normal		
	λ_1	λ_2	λ_3
Figura 4.8	0,911	0,006	#
Figura 4.9	0,353	#	#

Tabela 4.23 - Classificação de Falhas – SE Cachoeira Paulista 500 kV.

Não se aplica, pois não há falhas na subestação que conduzam a este nível de severidade.

Configurações	Pesos (P1/P2/P3) e I_S (falhas / ano)			
	P1	P2	P3	I _S
Figura 4.8	1,00	3,15	6,30	0,93
Figura 4.9	1,00	3,15	6,30	0,35

Tabela 4.24 - Índices de Segurança para a SE Cachoeira Paulista 500 kV

4.4.3 – SE Angelim 230 kV:

Conjuntos de Falhas (falhas / ano) devido às falhas simples, e falhas simples + disjuntor c/ pólo preso na subestação [1].			
Configurações	Configuração Normal		
	λ_1	λ_2	λ_3
Figura 4.10/11	#	0,784	0,028
Figura 4.12	0,700	0,094	#
Figura 4.13	0,374	#	0,4E-3

Tabela 4.25 - Classificação de Falhas – SE Angelim 230 kV.

Não se aplica, pois não há falhas na subestação que conduzam a este nível de severidade.

Configurações	Pesos (P1/P2/P3) e I _S (falhas / ano)			
	P1	P2	P3	I _S
Figura 4.10/11	1,00	6,00	12,00	5,04
Figura 4.12	1,00	4,10	8,20	1,09
Figura 4.13	1,00	3,10	6,20	0,38

Tabela 4.26 - Índices de Segurança para a SE Angelim 230 kV

4.4.4 – SE Samambaia 345 kV:

Conjuntos de Falhas (falhas / ano) devido às falhas simples, e falhas simples + disjuntor c/ pólo preso na subestação.			
Configurações	Configuração Normal		
	λ_1	λ_2	λ_3
Figura 4.14	#	0,253	0,394
Figura 4.15	0,266	#	#
Figura 4.16	0,180	0,445	0,083
Figura 4.17	0,218	0,516	0,12E-2
Figura 4.18	0,194	0,487	0,12E-2
Figura 4.19	0,641	0,083	0,084

Tabela 4.27 - Classificação de Falhas – SE Samambaia 345 kV.

Não se aplica, pois não há falhas na subestação que conduzam a este nível de severidade.

Configurações	Pesos (P1/P2/P3) e I _S (falhas / ano)			
	P1	P2	P3	I _S
Figura 4.14	1,00	6,00	12,00	6,24
Figura 4.15	1,00	-	-	0,27
Figura 4.16	1,00	4,74	9,47	3,07
Figura 4.17	1,00	4,42	8,84	2,51
Figura 4.18	1,00	3,76	7,52	2,03
Figura 4.19	1,00	4,10	8,20	1,67

Tabela 4.28 - Índices de Segurança para a SE Samambaia 345 kV

4.5 – Comentários:

Os quatro pátios de subestações existentes na rede básica, utilizadas como testes, totalizando quinze configurações de barra de vários tipos e portes, permitiram estabelecer um “ranking” entre as alternativas de uma dada subestação. Pode-se dizer que o índice de segurança – I_S , da forma como é calculado, representa uma síntese da configuração, pois vários fatores influenciam o seu valor. Se as taxas de falhas dos componentes do pátio de manobras se alteram, por exemplo, utilizando-se tecnologia em SF₆ – GIS, se os elementos do sistema (Linhas, Transformadores, Geradores, etc) se alteram, se o modo de operação em emergência se altera; são fatores que em conjunto vão alterar o valor de I_S .

Por exemplo, observa-se na SE Angra 500 kV que as configurações das **Figuras 4.6 e 4.7** possuem a mesma quantidade de componentes no pátio de manobras, mas para a configuração da **Figura 4.7** o índice I_S é menor e próximo da configuração de referência, em *Barra Dupla / Disjuntor e Meio*, da **Figura 4.5**. Isto se deve ao fato das taxas de falhas dos geradores serem maiores do que a das Linhas, influenciando de forma diferente a análise de disjuntor com pólo preso.

Ao se alterar a configuração existente da SE Angelim 230 kV, em *Barra Dupla – Disjuntor Simples* (**Figura 4.10**), introduzindo mais três disjuntores de interligação de barras, formando um *Anel Simples* (**Figura 4.12**) em operação normal com quatro seções de barras, o valor do índice de segurança diminui, diminuindo o risco potencial para a rede básica.

Em resumo, a possibilidade de se estabelecer um “ranking” com base no índice de segurança de alternativas de configurações para uma dada subestação é um subsídio relevante para a sua escolha. Por exemplo, para a SE Samambaia 345 kV o índice I_S varia de 0,27, configuração de referência, até 6,24 para a configuração existente, como mostrado na **Tabela 4.28**.

Pode-se analisar detalhes ao se comparar alternativas de configurações para uma dada subestação. Por exemplo, na **Tabela 4.6** de Classificação de Falhas para a SE Cachoeira Paulista 500 kV verifica-se que praticamente todas as falhas ocorrem no ‘nível 1 de severidade’ tanto para a configuração de referência, em *Barra Dupla / Disjuntor e Meio* quanto para a configuração existente, em *Anel Múltiplo Tipo 2*. O índice I_S mostrado na **Tabela 4.7**, que reflete esta classificação de falhas, é maior para a configuração existente devido às conexões (bays) que são protegidas por três disjuntores, afetando a análise de disjuntor com pólo preso, provocando ligeira desvantagem em relação à configuração de referência.

5 – Critérios para a Utilização da Metodologia:

A obtenção de um índice de desempenho de subestação – I_{DS} proposto no **Capítulo 3** ou do índice de segurança – I_S proposto no **Capítulo 4** possibilita realizar um “ranking” de configurações de barra considerando-se as alternativas para uma dada subestação. Para que seja possível selecionar as configurações que podem ser aceitas para uma dada subestação é necessário fixar um determinado critério.

Considerando ser razoável supor que subestações mais importantes na rede básica tendem a ter maiores fluxos de potências incidentes e/ou maiores níveis de correntes de curtos-circuitos pode-se definir um critério como na **Tabela 5.1** abaixo, onde cada faixa possui uma *configuração de barra de Referência*. Por exemplo, se num pátio de 345 kV de uma dada subestação o fluxo de potência for igual ou maior a 1000 MW ou o nível de curto igual ou maior que 10 kA a configuração de referência é *Barra Dupla / Disjuntor e Meio*; e qualquer outra configuração a ser proposta deve ter índice de segurança próximo a esta configuração. Se os valores de fluxos e de curto forem mais baixos a configuração de referência é *Anel Múltiplo*, cujo valor de índice de segurança é maior, permitindo com isto mais alternativas de configuração para a subestação.

Tensão [kV]	FP _A [MW]	ICC [kA]	Config. Ref.
500 / 440 / 345	≥ 1000	≥ 10	BD / D1/2
	< 1000	< 10	Anel Múltiplo
230	≥ 500	≥ 10	Anel Múltiplo
	< 500	< 10	BD/ Ds-4 ch

Tabela 5.1 – Critério de aplicação com base em Configurações de Referência.

Obs:

FP_A: Máximo Fluxo de Potência Ativa incidente na subestação no horizonte em análise.

ICC: Máxima Corrente de Curto-Circuito (rms) na barra da SE no horizonte em análise.

Também é possível fixar valores de índice de segurança – I_S ao invés de se ter configurações de referência. Como indicado na **Tabela 5.2** os valores fixados são limites a serem obedecidos para a adoção de uma determinada configuração, dependendo da tensão, das faixas de fluxo de potência e curto-circuito. Por exemplo, se um pátio de 500 kV, de uma dada subestação, possuir 1200 MW de fluxo incidente e nível de curto de 11 kA só seriam aceitas as configurações cujo índice de segurança fossem menor do que 1,0. Se por outro lado o fluxo fosse de 800 MW e nível de curto de 7 kA o índice a ser obedecido seria 2,0, que seria atendido com uma configuração mais simples do que no primeiro caso.

Tensão [kV]	FP _A [MW]	ICC [kA]	I _s
500 / 440 / 345	≥ 1000	≥ 10	< 1,0
	< 1000	< 10	< 2,0
230	≥ 500	≥ 10	< 1,0
	< 500	< 10	< 2,0

Tabela 5.2 – Critério de aplicação com base em valores limites de Índice de Segurança.

Obs:

FP_A: Máximo Fluxo de Potência Ativa incidente na subestação no horizonte em análise.

ICC: Máxima Corrente de Curto-Circuito (rms) na barra da SE no horizonte em análise.

É importante esclarecer que os valores das tabelas acima são hipotéticos, utilizados para efeito demonstrativo. A adoção de um critério deste tipo deve ser realizada com base numa avaliação das subestações da rede básica em seus aspectos de fluxos de potência e níveis de curtos-circuitos de tal maneira a caracterizar a importância relativa das subestações dentro do sistema.

Ao se estabelecer faixas de valores de fluxos de potência e de correntes curtos-circuitos para caracterizar o grau de importância das subestações na rede básica, pela lógica, procede-se de forma correta, pois é pouco provável que uma subestação com elevado fluxo de potência e/ou elevado nível de curto-circuito não seja importante para a segurança da rede básica, que é o caso da subestação de Angra dos Reis 500 kV. Por outro lado uma subestação que possui baixo fluxo de potência e reduzido nível de curto dificilmente oferecerá riscos potenciais à segurança da rede básica, que é o caso da subestação de Itajubá 500 kV em seu estágio atual.

Na adoção de configurações de referência ou valores de índice de segurança, como exemplificado acima, pode-se discutir vantagens e desvantagens: ao se decidir por configurações de referência ganha-se uma certa independência em relação às taxas de falhas utilizadas na análise e assim a metodologia pode ser aplicada às subestações de usinas (hidrelétricas ou térmicas), embora os resultados sejam conservativos como comentado adiante. Se a opção for estabelecer valores de índice de segurança existe uma dependência dos resultados para uma certa faixa de valores de taxas de falhas, porém o critério se torna mais claro e fácil de ser aplicado.

A questão da aplicação da metodologia em subestações associadas às usinas envolve dois aspectos: ao se proceder à “classificação das falhas” na subestação parte-se da premissa de que todos os seus terminais (“bays”) têm a mesma importância para a rede básica. Assim, por exemplo, as perdas simultâneas de dois Geradores ou de duas Linhas são eventos classificados da mesma forma.

No caso dos Geradores a própria reserva girante do sistema poderia cobrir esta perda, se forem de baixa ou média potência, sem maiores reflexos para a rede básica. No caso das Linhas este reflexo certamente seria mais severo. Isto significa que a metodologia tende a ser conservativa para o caso de usinas com elevado número de geradores com potência unitária reduzida.

Um outro aspecto é o de que a elevada taxa de falha de geradores afeta de forma mais intensa a “classificação de falhas” por causa da análise de disjuntor com pólo preso. Por exemplo na **Tabela 4.16**, as taxas de falhas informadas pelo ONS para os geradores são elevadas, chegando a 50,0 falhas / ano para as usinas nucleares de Angra I e Angra II. Esse número, para as configurações vulneráveis às falhas externas aos pátios de manobras, tende a gerar como resultado um valor de índice de segurança muito maior do que aqueles obtidos para subestações de transmissão (sem geradores conectados). A taxa de falha que deve ser considerada é aquela referente à parcela de falha ativa, em que atua o sistema de proteção. Todas as falhas que ocorrem nos geradores, provocando disparos de alarmes com posterior ação dos operadores e retirada das unidades, devem ser desconsideradas. Portanto, para a aplicação da metodologia, juntamente com um critério como o proposto na **Tabela 5.2** há necessidade de uma análise mais detalhada das ocorrências de falhas em geradores. Se as taxas de falhas ativas dos geradores tiverem valores menores do que as apresentadas na **Tabela 4.16**, pode ser que um valor de índice de segurança possa ser utilizado como critério único, tanto para subestações de transmissão quanto de usinas.

6 – Conclusões:

A proposta deste trabalho é a de desenvolver um procedimento (metodologia) que possa servir de “filtro”, com base em critérios realistas, para a seleção de configuração de barras de subestações de EAT. A possibilidade de se estabelecer uma classificação, com base em índices, de configurações para uma dada subestação a ser implantada permite realizar uma análise comparativa que, associada a um critério de corte, separa aquelas que são indesejáveis para a rede básica, selecionando as configurações que minimizam os riscos para o sistema interligado nacional.

O estabelecimento de parâmetros para configurações de barra de subestações procurou quantificar tendências de forma indireta, onde os valores são relativos e a sua obtenção de fácil entendimento. A proposição de análise através de três parâmetros (segurança, confiabilidade, flexibilidade) procurou ser mais abrangente, pois o índice de desempenho de subestações – I_{DS} é função destes parâmetros. Porém a necessidade de se automatizar o algoritmo, desenvolvimento de “software”, esbarra em uma complexidade de lógica e análise combinatória. É um ponto desfavorável dessa alternativa.

A outra opção proposta foi a de se realizar uma classificação de configurações com base apenas no parâmetro de segurança, originando um novo índice de segurança – I_S . Neste caso a análise é realizada somente para a configuração normal de operação da subestação, mas acrescentando-se procedimentos adicionais na análise de forma a compensar a simplificação. A conclusão, com base nos testes, é a de que este método consegue diferenciar as configurações para a maioria dos casos práticos com a vantagem de ser muito mais fácil a automatização de seu algoritmo. O “filtro” passa a ser então menos abrangente, porém ainda eficiente para o propósito de selecionar configurações de barra de subestações para a rede básica. Uma vez que uma dada configuração é selecionada por este parâmetro de segurança indiretamente a confiabilidade e a flexibilidade são atendidas. Há configurações de barras específicas em que isto não ocorre, mas na maioria dos casos esta tendência é verdadeira. Pode-se dizer que o parâmetro de segurança, tal como foi concebido, é um “filtro severo” para a seleção de configurações de barras de subestações.

Devido ao fato de se considerar que todos os terminais (“bays”) da subestação possuem a mesma importância para a rede básica, a metodologia proposta é mais adequada para ser aplicada às subestações de transmissão. Para as subestações de usinas onde existirem elevado número de máquinas com potência unitária reduzida o resultado é conservativo e deve ser utilizado com cautela. Para subestações de usinas com número reduzido de máquinas e potência unitária elevada o resultado tende a ser menos conservativo.

Para a análise da segurança e confiabilidade de subestações associadas a usinas com elevadas capacidades instaladas, como as hidrelétricas planejadas para a Região Norte, o desenvolvimento de metodologia com maior capacidade de análise é necessário para que os valores obtidos sejam absolutos, e não relativos como o aqui proposto. Estas subestações devem ser tratadas de forma mais específica pelo fato destas usinas gerarem energia em grande escala sendo, por isto, de especial importância para o Sistema Interligado Nacional - SIN. Neste caso, simulações dinâmicas e estáticas devem ser realizadas.

A metodologia com análises com base em valores relativos, como a proposta, devido ao fato de ser de formulação simples e fácil entendimento pode ser utilizada por engenheiros com noções básicas sobre configurações de barras de subestações, além de possibilitar a sua adoção como critério pelo órgão responsável pela operação da rede básica, o ONS. Já as metodologias mais sofisticadas, com maior capacidade de análise, que vierem a ser desenvolvidas, como a comentada acima, certamente não devem permitir esta flexibilidade para o usuário.

Ainda, é importante esclarecer que os dados utilizados neste texto, isto é as taxas de falhas dos componentes do pátio de manobras da subestação, são dados oriundos do Sistema Elétrico do Canadá. A falta de uma base de dados no Brasil para avaliações desta natureza pode criar embaraços legais para uma possível aplicação como critério de seleção de configuração de barras para a rede básica.

Por fim, a proposição desta dissertação enfoca a questão da necessidade de se ter parâmetros e critério para a seleção de configurações de barras para as subestações da rede básica de tal maneira a não permitir a degradação da sua segurança operativa neste novo ambiente competitivo, onde o custo de investimento passa a ter um papel mais importante nas análises de viabilidade econômica realizadas por parte dos investidores [9]. Assim, devido à importância do tema, a atenção dada a ele deve ser cada vez maior. Esta dissertação é apenas um passo.

Referências:

[1] – Gomes P., Schilling M. Th., Marangon Lima J. W., **Estratégias para Aumento da Segurança da Malha Elétrica Nacional: Lições Extraídas dos Grandes Blecautes**, XVI SNPTEE, GAT-015, Campinas / SP, Out. 2001.

[2] – ONS – Operador Nacional do Sistema, **Módulo 2 dos Procedimentos de Redes – Padrões de Desempenho da Rede Básica e Requisitos Mínimos para suas Instalações**, Rio de Janeiro / RJ.

[3] – Comissão Mista GCOI / ONS / ELETROBRÁS / CEPEL para avaliação do sistema interligado S / SE / CO, **Identificação das Subestações Críticas do Sistema Interligado, no tocante à Possibilidade de Ocorrências de Contingências Múltiplas**, Relatório 1, Rio de Janeiro, 1999.

[4] – Comissão Mista ELETROBRÁS / CEPEL / ONS, **Proposição para Redução do Nível de Risco das Subestações Críticas do Sistema Interligado S / SE / CO**, Grupo de Trabalho 2, Rio de Janeiro, 1999.

[5] – Schilling M. Th., **Introdução à Análise de Desempenho de Sistemas de Potência**, UFF, Niterói / RJ, 2001.

[6] – Fontana E., **Desenvolvimento e Implantação do Esquema de Controle de Segurança da SE Bauru 440 kV**, XVI SNPTEE, GAT-028, Campinas / SP, Out. 2001.

[7] – Billinton R., Allan R. N., **Reliability Evaluation of Power Systems**, New York, Plenum Press, 1984.

[8] – Canadian Electricity Association, **Forced Outage Performance of Transmission Equipment**, Montreal, Canada, 1999.

[9] – Mountford J. D., **The Good, The Bad and The Ugly**, Revista EletroEvolução, Dezembro de 2000.

Anexos:

Normalmente, para o desenvolvimento de um trabalho, são estabelecidas várias premissas objetivando a definição das condições de contorno sobre as quais este trabalho deve ser elaborado. Algumas delas, porém, geram dúvidas durante a aplicação da metodologia, e por isto necessitam ser avaliadas em mais detalhes. O objetivo dos anexos apresentados a seguir, em número de quatro, é de verificar determinadas premissas que foram adotadas no trabalho apresentado, bem como de exemplificar a aplicação da metodologia.

O objetivo do **Anexo I** é, a partir de algumas configurações de barra, mostrar como foram obtidos os valores apresentados no **Capítulo 3** que possibilitaram a Classificação de Falhas na Subestação, o Cálculo da Indisponibilidade, e a obtenção do Indicador de Flexibilidade Operativa.

Já o objetivo do **Anexo II** é de realizar uma verificação da influência das falhas em disjuntores devido a pólo preso (falha na abertura) na Classificação de Falhas na Subestação, que é utilizada para o cálculo do Índice de Segurança – I_S . Nos resultados apresentados no **Capítulo 3** este efeito foi desconsiderado.

Para a Classificação das Falhas na Subestação adotou-se três níveis de severidade para agruparem as falhas que tem conseqüências semelhantes para a segurança do sistema. Assim, o objetivo do **Anexo III** é de verificar as alterações nos resultados do Índice de Segurança – I_S , quando são realizadas alterações nos níveis de severidade, considerando-se os resultados do **Capítulo 3**.

O objetivo do **Anexo IV** é, a partir de algumas configurações de barra, mostrar como foram obtidos os valores apresentados no **Capítulo 4** que possibilitaram a Classificação de Falhas e o cálculo do Índice de Segurança da Subestação.

I - Aplicação da Metodologia - Análise A Três Parâmetros:

A – Classificação de Falhas na Subestação:

Os exemplos a seguir ilustram a obtenção da classificação de falha, realizada no **Capítulo 3**, utilizada para calcular o índice de segurança:

Exemplo 1 : Configuração de barra em *Anel Simples* com quatro conexões :

Operação Normal, com todos os disjuntores fechados: Falhas nas saídas da subestação provocam desligamentos de apenas uma conexão, que é desconsiderada de acordo com as premissas adotadas. Falha em qualquer um dos quatro disjuntores (DJ) provoca perda de duas conexões (50%), e conduzem a subestação ao nível de severidade 2:

$$\lambda_2 = \Sigma\lambda = 4.DJ = 4.0,0443$$

$$\lambda_2 = 0,177 \text{ (F/A)}$$

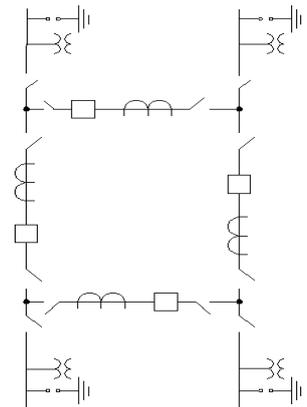


Figura I.1 – Explicativa do Anexo I

Operação de Emergência com um disjuntor isolado para manutenção ou reparos. A configuração é simétrica, isto é: qualquer disjuntor que esteja isolado conduz a subestação à mesma configuração. Falhas nas saídas das conexões protegidas por dois disjuntores (disjuntores (DJ), seccionadoras (SE), seções de barras (SB), TC's, TP's, e solicitações externas (linhas + trafos)), provocam perda de duas conexões (50%), conduzindo a subestação ao nível de severidade 2:

$$\lambda_5 = \Sigma\lambda = (1 \text{ DJ} + 3 \text{ SE} + 1 \text{ SB} + 1 \text{ TC} + 1 \text{ TP} + 1 \lambda_{\text{EXT}}).2$$

$$\lambda_5 = (0,0443 + 3.0,0039 + 0,0028 + 0,0076 + 0,0007 + 1,00).2$$

$$\lambda_5 = 2,134 \text{ (F/A)}$$

Apenas a falha no disjuntor de interligação provoca perda total da subestação, nível de severidade 3:

$$\lambda_6 = \Sigma\lambda = 1 \text{ DJ} = 0,044 \text{ (F/A)}$$

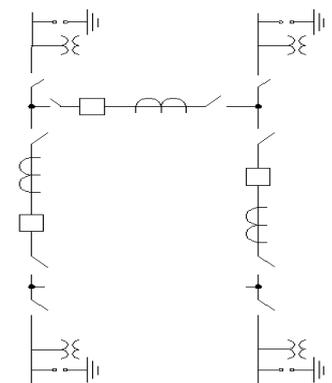


Figura I.2 – Explicativa do Anexo I

Exemplo 2 : Configuração de barra em *Barra Dupla / Disjuntor e Meio* com quatro conexões:

Operação Normal, com todos os disjuntores fechados: apenas as falhas dos disjuntores centrais têm conseqüências para a subestação, provocando a perda de duas conexões (50%), conduzindo a subestação ao nível de severidade 2:

$$\lambda_2 = \Sigma \lambda = 2.DJ = 2.0,0443$$

$$\lambda_2 = 0,089 \text{ (F/A)}$$

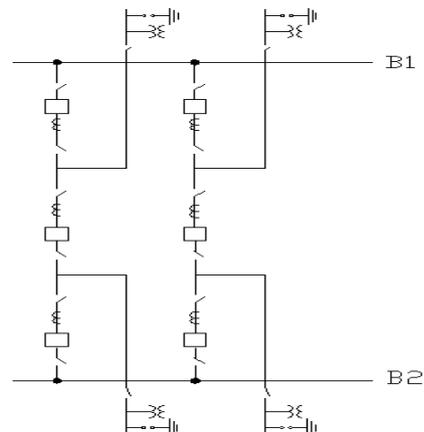


Figura I.3 – Explicativa do Anexo I

Operação de Emergência, com um disjuntor lateral isolado: há quatro configurações idênticas. As falhas que provocam perda de duas conexões (50%), e conduzem a subestação ao nível de severidade 2 são:

$$\lambda_5 = \Sigma \lambda = 3 \text{ DJ} + 8 \text{ SE} + 2 \text{ TC} + 2 \text{ TP} + 1 \text{ BA} + 2 \lambda_{\text{EXT}}$$

$$\lambda_5 = 3.0,0443 + 8.0,0039 + 2.0,0076 + 2.0,0007 + 0,0094 + 2.1,00$$

$$\lambda_5 = 2,190 \text{ (F/A)}$$

Apenas a falha em um disjuntor específico provoca a perda total da subestação:

$$\lambda_6 = \Sigma \lambda = 1 \text{ DJ} = 0,044 \text{ (F/A)}$$

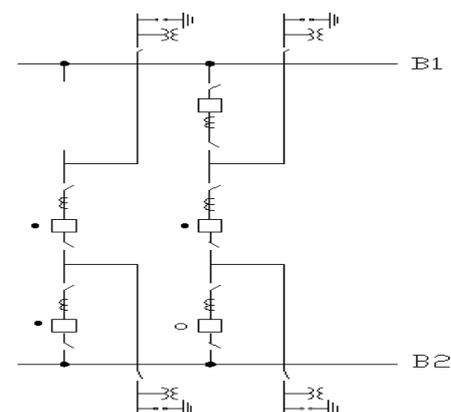


Figura I.4 – Explicativa do Anexo I

Operação de Emergência com um disjuntor central isolado: há duas configurações idênticas. As falhas que conduzem a subestação ao nível de severidade 2 são:

$$\lambda_5 = \Sigma \lambda = 2 \text{ DJ} + 6 \text{ SE} + 3 \text{ TC} + 2 \text{ TP} + 2 \lambda_{\text{EXT}}$$

$$\lambda_5 = 2.0,0443 + 6.0,0039 + 3.0,0076 + 2.0,0007 + 2.1,00$$

$$\lambda_5 = 2,136 \text{ (F/A)}$$

Apenas a falha no disjuntor central, em operação, conduz a subestação ao nível de severidade 3:

$$\lambda_6 = \Sigma \lambda = 1 \text{ DJ} = 0,044 \text{ (F/A)}$$

Média das Configurações de Emergência:

$$\lambda_5 = (2,190.4 + 2,136.2) / 6 = 2,172 \text{ (F/A)}$$

$$\lambda_6 = 0,044 \text{ (F/A)}$$

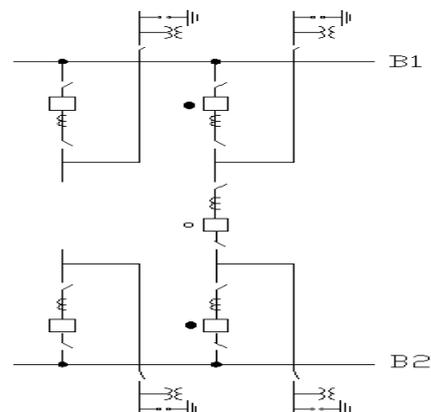


Figura I.5 – Explicativa do Anexo I

Exemplo 3 : Configuração de barra em *Anel Simples* com seis conexões :

Operação Normal com todos os disjuntores fechados. A falha em qualquer disjuntor provoca a perda de duas conexões (33%), conduzindo a subestação ao nível de severidade 1:
 $\lambda_1 = \Sigma\lambda = 6.DJ = 6.0,0443$
 $\lambda_1 = 0,266$ (F/A)

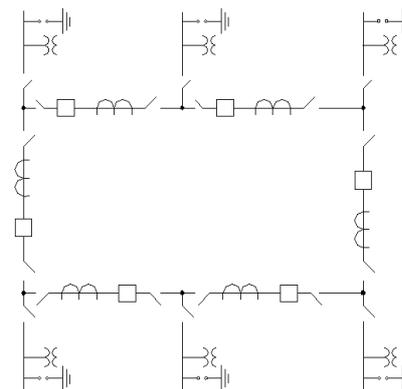


Figura I.6 – Explicativa do Anexo I

Operação de Emergência com um disjuntor isolado. As falhas que conduzem a subestação ao nível de severidade 1, perda de duas conexões, são:

$$\lambda_4 = \Sigma\lambda = (1 \text{ DJ} + 3 \text{ SE} + 1 \text{ SB} + 1 \text{ TC} + 1 \text{ TP} + 1 \lambda_{\text{EXT}}).2$$

$$\lambda_4 = (0,0443 + 3.0,0039 + 0,0028 + 0,0076 + 0,0007 + 1,00).2$$

$$\lambda_4 = 2,134 \text{ (F/A)}$$

As falhas que conduzem a subestação ao nível de severidade 2, provocando a perda de três conexões, são as mesmas acima relacionadas, porém ocorrem em pontos mais internos à configuração.

$$\lambda_5 = \lambda_4 = 2,134 \text{ (F/A)}$$

Apenas a falha no disjuntor de interligação provoca perda total da subestação:

$$\lambda_6 = \Sigma\lambda = 1 \text{ DJ} = 0,044 \text{ (F/A)}$$

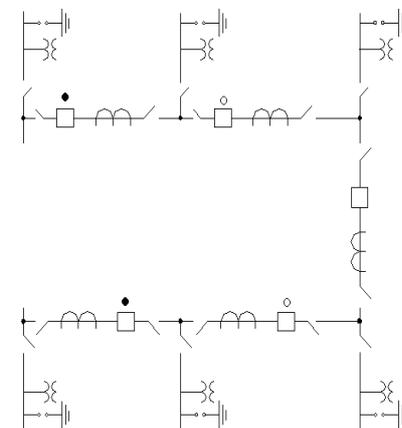


Figura I.7 – Explicativa do Anexo I

Exemplo 4 : Configuração de barra em *Barra Dupla / Disjuntor e Meio* com seis conexões:

Operação Normal com todos os disjuntores fechados. Falhas nas saídas das conexões, e nos disjuntores laterais, desligam apenas uma conexão e são desconsideradas, de acordo com as premissas adotadas. Apenas falhas nos disjuntores centrais provocam perda de duas conexões (33%), e conduzem a subestação ao nível de severidade 1:

$$\lambda_1 = \Sigma\lambda = 3.DJ = 3.0,0443$$

$$\lambda_1 = 0,133 \text{ (F/A)}$$

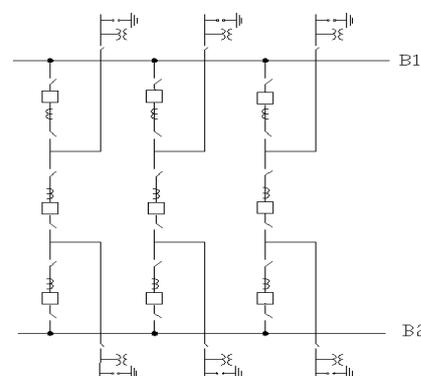


Figura I.8 – Explicativa do Anexo I

Operação de Emergência com um disjuntor lateral isolado. Há seis configurações idênticas. As falhas que conduzem a subestação ao nível de severidade 1, perda de duas conexões, são:

$$\lambda_4 = \Sigma \lambda = 4 \text{ DJ} + 6 \text{ SE} + 1 \text{ BA} + 1 \text{ TC} + 1 \text{ TP} + 1 \lambda_{\text{EXT}}$$

$$\lambda_4 = 4.0,0443 + 6.0,0039 + 0,0094 + 0,0076 + 0,0007 + 1,00$$

$$\lambda_4 = 1,218 \text{ (F/A)}$$

Apenas falhas em dois disjuntores específicos provocam perda de três conexões, nível de severidade 2:

$$\lambda_5 = 2 \text{ DJ} = 2.0,0443 = 0,089 \text{ (F/A)}$$

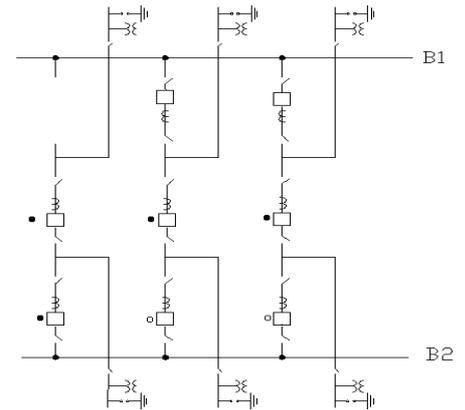


Figura I.9 – Explicativa do Anexo I

Operação de Emergência com um disjuntor central isolado. Há três configurações idênticas. Apenas as falhas em seis disjuntores específicos provocam a perda de duas conexões (33%), conduzindo a subestação ao nível de severidade 1:

$$\lambda_4 = \Sigma \lambda = 6 \text{ DJ} = 6.0,0443 = 0,266 \text{ (F/A)}$$

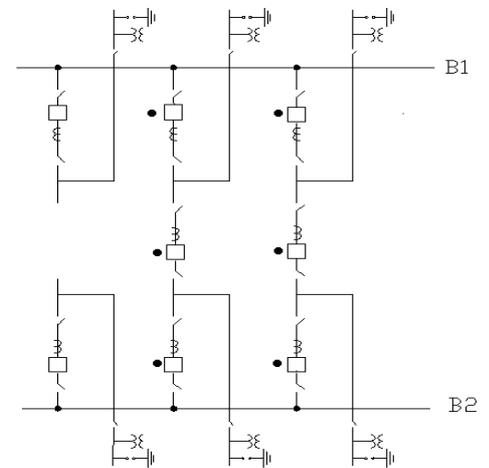


Figura I.10 – Explicativa do Anexo I

Média Ponderada das Configurações de Emergência:

$$\lambda_4 = (1,218.6 + 0,266.3) / 9 = 0,901 \text{ (F/A)}$$

$$\lambda_5 = (0,089.6) / 9 = 0,059 \text{ (F/A)}$$

Exemplo 5 : Configuração em *Barra Dupla / Disjuntor simples* – 4 chaves com seis conexões:

Subestação operando em sua configuração Normal, com três conexões em cada barra, e o disjuntor de interligação fechado. As falhas que atuam a proteção diferencial de qualquer uma das duas barras conduzem a subestação ao nível de severidade 2:

$$\lambda_2 = \Sigma\lambda = (3 \text{ DJ} + 4 \text{ SE} + 1 \text{ BA}) \cdot 2 + 1 \text{ TC}$$

$$\lambda_2 = (3 \cdot 0,0443 + 4 \cdot 0,0039 + 0,0094) \cdot 2 + 0,0076 = 0,323 \text{ (F/A)}$$

Apenas a falha no disjuntor de interligação provoca a perda da subestação, nível de severidade 3:

$$\lambda_3 = 1 \text{ DJ} = 0,044 \text{ (F/A)}$$

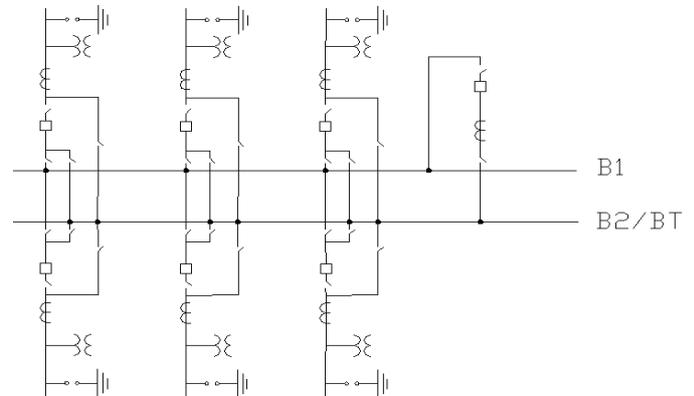


Figura I.11 – Explicativa do Anexo I

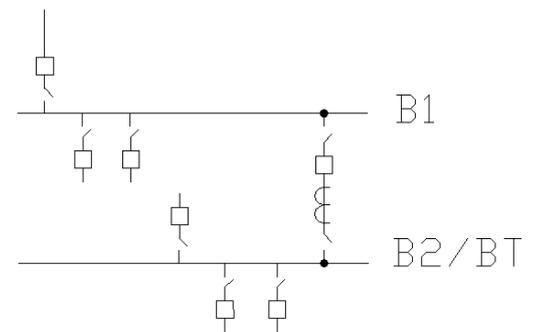


Figura I.12 – Explicativa do Anexo I

Operação em Emergência: Qualquer disjuntor que for isolado (bypassado) conduz a subestação à mesma configuração de emergência. A barra B2 passa a ser barra de transferência, enquanto que a barra B1 atende a todas as outras conexões. Assim, as falhas que atuam a proteção diferencial da barra B1 provocam a perda da subestação, nível de severidade 3:

$$\lambda_6 = \Sigma\lambda = 6 \text{ DJ} + 6 \text{ SE} + 1 \text{ BA}$$

$$\lambda_6 = 6 \cdot 0,0443 + 6 \cdot 0,0039 + 0,0094 = 0,299 \text{ (F/A)}$$

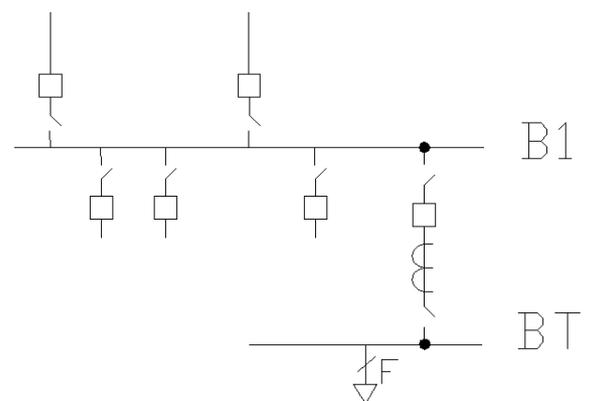


Figura I.13 – Explicativa do Anexo I

Quatro Conexões	Configuração Normal			Configuração Emergência		
	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	λ_6
ANEL SIMPLES	#	0,177	#	#	2,134	0,044
BD / DM	#	0,089	#	#	2,172	0,044

Tabela 7.1 – Classificação de Falhas para configurações com quatro conexões.

Seis Conexões	Configuração Normal			Configuração Emergência		
	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	λ_6
ANEL SIMPLES	0,266	#	#	2,134	2,134	0,044
BD / DM	0,133	#	#	0,901	0,059	#
BD / DS-4 CH	#	0,323	0,044	#	#	0,299

Tabela 7.2 – Classificação de Falhas para configurações com seis conexões.

Obs: # : Não existem falhas que conduzam a este nível de severidade.

As Tabelas acima resumem os resultados dos exemplos comentados anteriormente, sendo necessária a seguinte observação:

“As configurações de barra, que formam laço(s), casos da configuração em *Anel Simples* e em *Barra Dupla / Disjuntor e Meio*, quando operando em configurações de emergência, isto é: com o laço aberto, oferecem riscos elevados devido às solicitações externas ao pátio de manobras da subestação. Por exemplo: falhas em linhas de transmissão implicam em abertura de dois disjuntores e, em decorrência, na perda da configuração da subestação. A consequência desta perda de configuração é função do tipo de configuração, do porte da subestação, e das características de falhas dos elementos protegidos (linhas, transformadores, reatores, etc). Por isto as solicitações externas não devem ser desconsideradas na análise para a Classificação de Falhas na Subestação.”

B – Indisponibilidade:

Como descrito no **Capítulo 3**, a indisponibilidade é calculada testando-se a continuidade dos caminhos entre fonte (F) e carga (C).

Exemplo 1 – Configuração em *Barra Dupla / Disjuntor e Meio* com seis conexões:

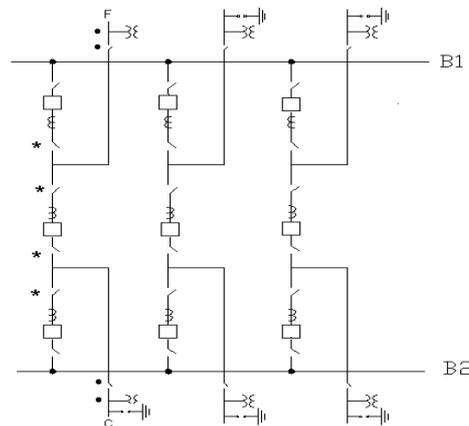


Figura I.14 – Explicativa do Anexo I

* Falha Permanente de um componente: verifica-se que as chaves seccionadoras das saídas, e os TP's das conexões consideradas como fonte(F) e Carga(C) são os únicos componentes que provocam perda de continuidade, se qualquer um deles falhar. Assim utilizam-se as fórmulas do sistema série para o cálculo:

$$U = \text{função} (2 \text{ SE} + 2 \text{ TP}) = (0,0039.63,2 + 0,0007.51,00).2 = 0,564 \text{ (H / A)}$$

* Falha Temporária de um componente: verifica-se que a ocorrência de falha em qualquer um dos três disjuntores, ou em qualquer um dos três TC's, ou em qualquer uma das quatro chaves seccionadoras, próximas ao disjuntor central, que compõem o "bay" das conexões fonte e carga, provoca perda temporária de continuidade. A continuidade pode ser restabelecida isolando o componente falhado, através de manobras ou de desconexão, já que existem três caminhos possíveis entre fonte e carga.

$$U = f (4 \text{ SE} + 3 \text{ DJ} + 3 \text{ TC}) = 4.(0,0039.3,00) + 3.(0,0443.1,00) + 3.(0,0076.3,00) = 0,248 \text{ (H / A)}$$

A soma dos valores acima calculados é a indisponibilidade devido às contingências simples:

$$U_{CS} = 0,564 + 0,248 = 0,81 \text{ (H / A)}$$

A combinação de todos os componentes dois a dois, duas falhas simultâneas, resultam na indisponibilidade devido às contingências duplas: $U_{CD} = 0,03 \text{ (H / A)}$.

A soma das indisponibilidades devido às contingências simples e devido às contingências duplas resulta na indisponibilidade total: $U_{TOT} = 0,81 + 0,03 = \mathbf{0,84 \text{ (H / A)}}$

Exemplo 2 – Configuração em Barra Dupla / Disjuntor simples – 4 chaves com seis conexões:

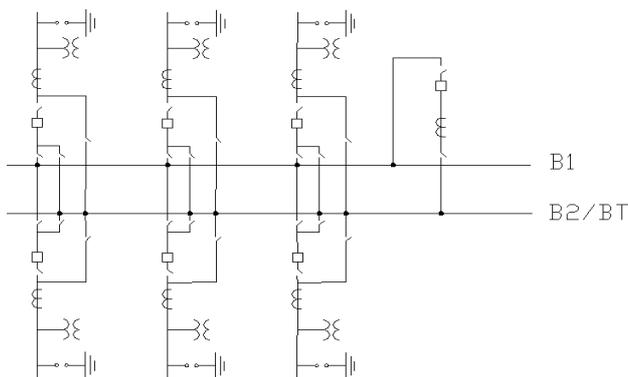


Figura I.15 – Explicativa do Anexo I

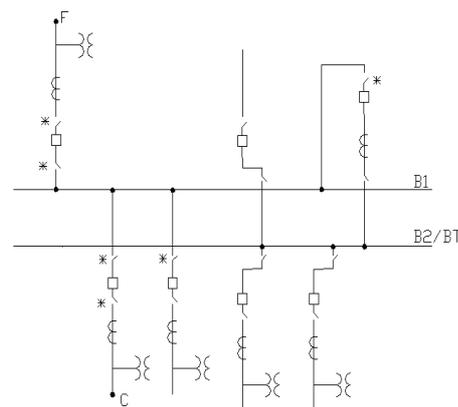


Figura I.16 – Explicativa do Anexo I

O cálculo é realizado com a subestação operando como indicado na **Figura 7.16**: três conexões em cada barra e disjuntor de acoplamento fechado.

* Falha Permanente de um componente: verifica-se que entre as conexões fonte(F) e carga(C), apenas as falhas nos TC's e nos TP's destas conexões provocam perda de continuidade. Assim:

$$U = \text{função (2 TP + 2 TC)} = (0,0076.83,70 + 0,0007.51,00).2 = 1,344 \text{ (H / A)}$$

* Falha Temporária de um componente: verifica-se que a falha em qualquer uma das seis chaves seccionadoras (indicadas na Figura 16), ou falha em qualquer dos quatro disjuntores ligados à barra B1, ou falha na própria barra B1, provoca perda temporária de continuidade. Esta continuidade pode ser restabelecida através de manobras ou de desconexão do componente falhado, pois existem seis caminhos possíveis entre fonte e carga. Assim:

$$U = \text{função (6 SE + 4 DJ + 1 BA)}$$

$$U = 6.(0,0039.3,00) + 4.(0,0443.1,00) + 0,0094.1,00 = 0,276 \text{ (H / A)}$$

A soma dos valores acima calculados é a indisponibilidade devido às contingências simples:

$$U_{CS} = 1,344 + 0,276 = 1,62 \text{ (H / A)}$$

A combinação de todos os componentes dois a dois, duas falhas simultâneas, resultam na indisponibilidade devido às contingências duplas: $U_{CD} = 0,04 \text{ (H / A)}$.

A soma das indisponibilidades devido às contingências simples e devido às contingências duplas resulta na indisponibilidade total: $U_{TOT} = 1,62 + 0,04 = 1,66 \text{ (H / A)}$.

C – Indicador de Flexibilidade Operativa:

O indicador FO é obtido através das equações 3.4, 3.5, 3.6 e 3.7, descritas no **Capítulo 3**, analisando-se a subestação operando na sua configuração normal.

Exemplo 1 – Configuração em *Barra Dupla / Disjuntor e Meio* com seis conexões:

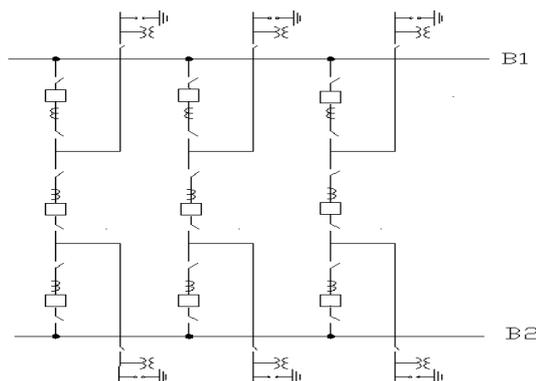


Figura I.17 – Explicativa do Anexo I

Assim:

Considerando:

$N_{TCH-M} = 2$ = número total de chaves manobradas na subestação.

$N_{DJ-M} = 1$ = número total de disjuntores manobrados na subestação.

$N_{TDJ} = 9$ = número total de disjuntores na subestação.

$K1 = 1$, não há perda de continuidade.

$K2 = 1$, não há uso de proteção de retaguarda.

Substituindo na equação 3.4: $IF_{IDJ} = 1 \cdot 1 \cdot [(2 / 2) + (1 / 9)] = 1,11$

Considerando:

$N_{BSE} = 2$ = número de barras, ou seções de barra, da subestação.

$N_{TCH-M} = 3$ = número de chaves manobradas para isolar uma barra (ou seção).

$N_{CH-MB} = 4$ = número de chaves existentes no “bay” típico manobrado.

$K1 = 1$, não há perda de continuidade.

Substituindo na equação 3.5: $IF_{IB} = 1 \cdot (2 / 2) \cdot (3 / 4) = 0,75$

Considerando:

$N_{DJ-M} = 2$ = número de disjuntores manobrados para isolar um elemento.

$N_{CH-MB} = 4$ = número de chaves existentes no “bay” típico manobrado.

$N_{TL} = 2$ = número total de laços contíguos na subestação.

$N_{LR} = 1$ = número de laços contíguos remanescentes na subestação

Substituindo na equação 3.6: $IF_{EL} = (2 / 4) + [1 - (1 / 2)] = 1,00$

Substituindo na equação 3.7: $FO = 1,11 + 0,75 + 1,00 = 2,86$

Exemplo 2 – Configuração em *Barra Dupla / Disjuntor simples* – 4 chaves com seis conexões:

O indicador FO é obtido através das equações 3.4, 3.5, 3.6 e 3.7, descritas no **Capítulo 3**, com a subestação operando na sua configuração normal, com o disjuntor de interligação fechado e três “bays” em cada barra.

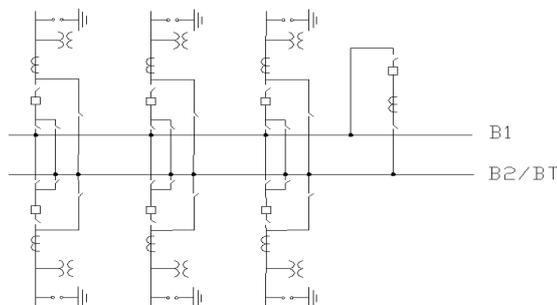


Figura I.18 – Explicativa do Anexo I

Assim:

Considerando:

$N_{CH-MID} = 3$ = número de chaves manobradas no “bay” do disjuntor isolado.

$N_{TCH-M} = 7$ = número total de chaves manobradas na subestação.

$N_{DJ-M} = 1$ = número total de disjuntores manobrados na subestação.

$N_{TDJ} = 7$ = número total de disjuntores na subestação.

$K1 = 1$, não há perda de continuidade.

$K2 = 1$, não há uso de proteção de retaguarda.

Substituindo na equação 3.4: $IF_{IDJ} = 1 \cdot 1 \cdot [(7 / 3) + (1 / 7)] = 2,48$

Considerando:

$N_{BSE} = 2$ = número de barras da subestação.

$N_{CH-MB} = 4$ = número de chaves existente no “bay” típico manobrado.

$N_{TCH-M} = 7$ = número total de chaves manobradas para isolar uma barra (ou seção).

$K1 = 1$, não há perda de continuidade.

Substituindo na equação 3.5: $IF_{IB} = 1 \cdot (2 / 2) \cdot (7 / 4) = 1,75$

Considerando:

$N_{DJ-M} = 1$ = número de disjuntores manobrados para isolar um elemento.

$N_{CH-MB} = 4$ = número de chaves existentes no “bay” típico manobrado.

$N_{LR} / N_{TL} = 1$, configuração não forma laço.

Substituindo na equação 3.6: $IF_{EL} = (1 / 4) + [1 - (1)] = 0,25$

Substituindo na equação 3.7: $FO = 2,48 + 1,75 + 0,25 = 4,48$

II – Índice de Segurança versus Disjuntores com Pólo Preso:

Nos resultados apresentados no **Capítulo 3** foi considerado que os disjuntores que operam normalmente fechados abrem com 100% de certeza quando solicitados. Na prática, às vezes, eles falham na abertura. Estas falhas podem ser, entre outras, devido às falhas no próprio sistema de acionamento do disjuntor, às falhas na cablagem entre os relés e os disjuntores ou às falhas nos próprios relés de proteção. Esta condição de falha é conhecida como falha devida a pólo preso (stuck-breaker). A ocorrência deste tipo de falha obriga a proteção de retaguarda a atuar, ampliando a área sob defeito no pátio de manobras, que, na maioria das vezes, significa perda expressiva da configuração da subestação.

É importante esclarecer que as falhas que são originadas nos próprios disjuntores, e que atuam a proteção de retaguarda, foram consideradas nos resultados apresentados, na dissertação, pois os disjuntores são, como os outros componentes, sujeitos a falhas. Apenas as falhas devidas a pólo preso são contabilizadas separadas, porque o motivo da falha é a solicitação de abertura do elemento protegido. O cálculo deste tipo de falha é realizado analisando-se a atuação do sistema de proteção para cada configuração de barra, com a aplicação da expressão abaixo:

* $\lambda_p = \lambda_A \cdot p$, onde:

- * λ_A é o somatório de todas as taxas de falhas dos componentes protegidos que solicita a abertura do disjuntor;
- * P é a probabilidade do disjuntor não abrir com sucesso quando solicitado pelo sistema de proteção;
- * λ_p é a taxa de falha, devida a todas as falhas decorrentes de disjuntor com pólo preso, a ser acrescentada nos cálculos.

A probabilidade do disjuntor não abrir com sucesso, devido a pólo preso, é calculada com base no histórico de observação da atuação do sistema de proteção, de acordo com a seguinte expressão:

* $P = N_f / N_a$, onde:

- * N_f é o número de vezes que os disjuntores falharam quando solicitados a abrirem;
- * N_a é o número total de vezes que os disjuntores foram solicitados a abrirem.

A seguir são apresentados os cálculos para acrescentar este tipo de falha, na Classificação de Falhas, para duas subestações.

Exemplo 1 – Configuração em Barra Dupla / Disjuntor simples – 4 chaves com seis conexões:

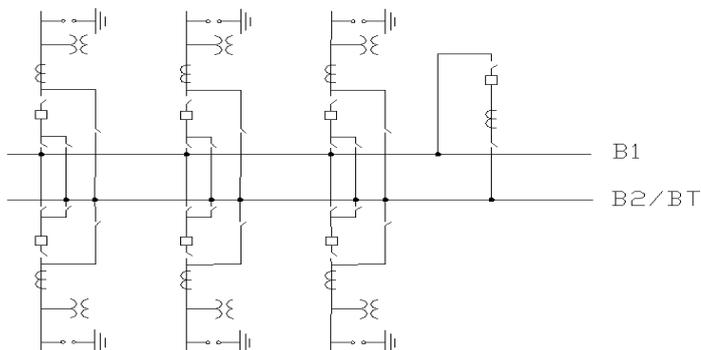


Figura II.1 – Explicativa do Anexo II

Configuração Normal (Figura II.2), sem pólo preso:

$\lambda_2 = 0,323(F/A)$, $\lambda_3 = 0,044(F/A)$, calculado no Anexo I. Todas as falhas na saída das seis conexões, após os disjuntores, devem ser acrescentadas, pois na ocorrência de pólo preso estas falhas provocam atuação da proteção diferencial das barras. Assim:

$$p/\lambda_2 : \lambda_A = (1.SE + 1.TC + 1.TP + 1.\lambda_{EXT}).3.2 = 6,073$$

$$\lambda_P = 6,073.p, \lambda_2 = 0,323 + 6,073.p$$

$$\lambda_2 = 0,384(F/A) \text{ P/ } p = 1\%, \lambda_2 = 0,444(F/A) \text{ P/ } p = 2\%$$

Qualquer ocorrência de falha interna à malha de proteção diferencial das barras solicita o disjuntor de interligação que, se falhar devido a pólo preso, provoca perda da subestação.

Assim:

$$\text{Para } \lambda_3 : \lambda_A = 0,323, \lambda_P = 0,323.p, \lambda_3 = 0,044 + 0,323.p$$

$$\lambda_3 = 0,047(F/A) \text{ P/ } p = 1\%, \lambda_3 = 0,050(F/A) \text{ P/ } p = 2\%$$

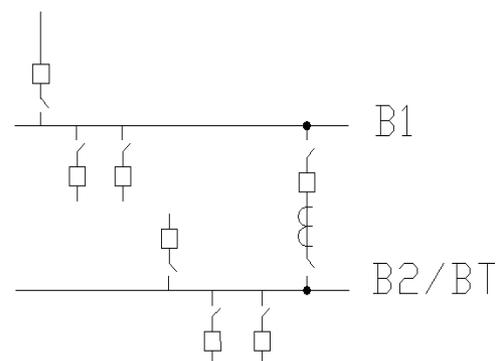


Figura II.2 – Explicativa do Anexo II

Configuração de Emergência (Figura II.3), sem pólo preso: $\lambda_6 = 0,299(F/A)$, calculado no Anexo I.

Todas as falhas nas saídas das seis conexões, após os disjuntores, devem ser acrescentadas, como calculada acima, além da falha na barra de transferência, e no TC de interligação, pois a ocorrência de qualquer disjuntor com pólo preso provoca a perda da subestação. Assim:

$$\text{Para } \lambda_6 : \lambda_A = 6,073 + 0,0094 + 0,0076 = 6,090$$

$$\lambda_P = 6,090.p, \lambda_6 = 0,299 + 6,090.p$$

$$\lambda_6 = 0,360(F/A) \text{ P/ } p = 1\%, \lambda_6 = 0,421(F/A) \text{ P/ } p = 2\%$$

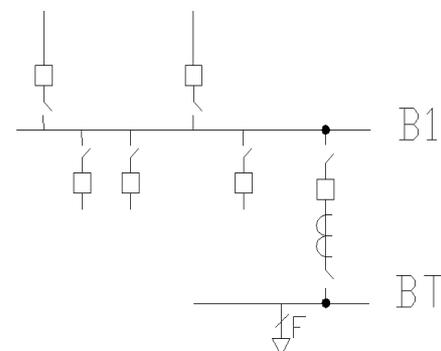


Figura II.3 – Explicativa do Anexo II

Exemplo 2 : Configuração em *Anel Simples* com seis conexões :

Configuração Normal sem pólo preso:

$\lambda_1 = 0,266$ (F/A), calculado no Anexo I.

Qualquer falha nas saídas das seis conexões que solicitem a abertura de disjuntores (dois a dois), e que devido à pólo preso, provocam desligamentos, devem ser consideradas. Assim:

$P / \lambda_1 : \lambda_A = (1 \text{ SB} + 3 \text{ SE} + 1 \text{ TC} + 1 \text{ TP} + 1 \lambda_{\text{EXT}}) \cdot 2.6 = 12,276$, $\lambda_p = 12,276.p$, $\lambda_1 = 0,266 + 12,276.p$

$\lambda_1 = 0,389$ (F/A) P/p = 1%, $\lambda_1 = 0,512$ (F/A) P/p = 2%.

Qualquer falha em disjuntor solicita a abertura de disjuntores de retaguarda (dois a dois) que, se falharem na abertura, provoca a perda de três conexões, nível de severidade 2. Assim:

$P / \lambda_2 : \lambda_A = 0,0443.6.2 = 0,532$, $\lambda_p = 0,532.p = \lambda_2$.

$\lambda_2 = 0,005$ (F/A) P/p = 1%, $\lambda_2 = 0,011$ (F/A) P/p = 2%.

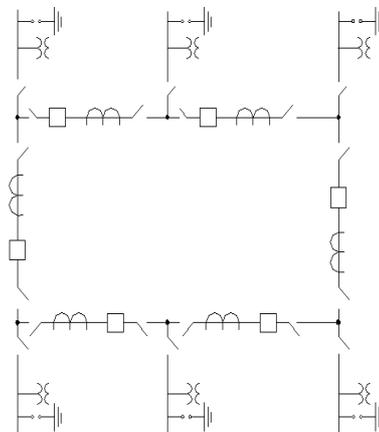


Figura II.4 – Explicativa do Anexo II

Configuração de Emergência sem pólo preso

$\lambda_4 = \lambda_5 = 2,134$ (F/A), $\lambda_6 = 0,044$ (F/A), calculado no Anexo I.

Qualquer falha nas duas conexões protegidas por apenas um disjuntor, provoca perda de duas conexões, se um destes dois disjuntores falha na abertura. Assim: $P / \lambda_4 : \lambda_A = (2 \text{ SE} + 1 \text{ SB} + 1 \text{ TP} + 0,5 \text{ TC} + 1 \lambda_{\text{EXT}}) \cdot 2 = 2,030$, $\lambda_p = 2,030.p$

$\lambda_4 = 2,134 + 2,030.p$

$\lambda_4 = 2,154$ (F/A) P/p = 1%, $\lambda_4 = 2,175$ (F/A) P/p = 2%.

Qualquer falha nas duas conexões centrais ou em seus disjuntores à esquerda provoca perda de três conexões, caso o disjuntor à direita falhe na abertura. Assim:

$P / \lambda_5 : \lambda_A = (3 \text{ SE} + 1 \text{ SB} + 1 \text{ TP} + 1 \text{ TC} + 1 \lambda_{\text{EXT}} + 1 \text{ DJ}) \cdot 2 = 2,134$, $\lambda_p = 2,134.p$, $\lambda_5 = 2,134 + 2,134.p$.

$\lambda_5 = 2,155$ (F/A) P/p = 1%, $\lambda_5 = 2,177$ (F/A) P/p = 2%.

Qualquer falha nas duas conexões protegidas pelo disjuntor de interligação, ou em seus disjuntores à esquerda, provoca perda da subestação, se o disjuntor de interligação falha na abertura.

Assim: $P / \lambda_6 : \lambda_A = 2,134$ (como calculado acima),

$\lambda_p = 2,134.p$, $\lambda_6 = 0,044 + 2,134.p$.

$\lambda_6 = 0,065$ (F/A) P/p = 1%, $\lambda_6 = 0,086$ (F/A) P/p = 2%.

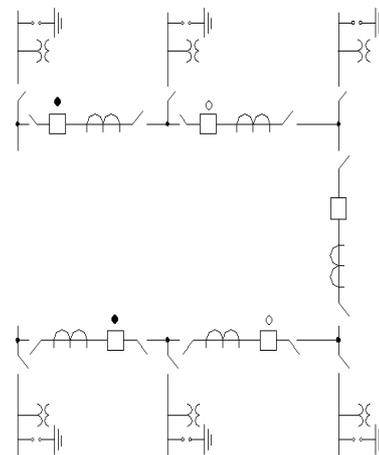


Figura II.5 – Explicativa do Anexo II

Resultados :

Config. Seis Conexões		Configuração Normal			Configuração de Emergência		
Prob. pólo preso(%)		$\lambda_1(f/a)$	$\lambda_2(f/a)$	$\lambda_3(f/a)$	$\lambda_4(f/a)$	$\lambda_5(f/a)$	$\lambda_6(f/a)$
PT	0	#	#	0,299	#	#	0,299
	1	#	#	0,360	#	#	0,360
	2	#	#	0,421	#	#	0,421
BD4	0	#	0,323	0,044	#	#	0,299
	1	#	0,384	0,047	#	#	0,360
	2	#	0,444	0,050	#	#	0,421
ANEL	0	0,266	#	#	2,134	2,134	0,044
	1	0,389	0,005	#	2,154	2,155	0,065
	2	0,512	0,011	#	2,175	2,177	0,086
BD/DM	0	0,133	#	#	0,901	0,059	#
	1	0,200	#	#	0,950	0,075	#
	2	0,267	#	#	0,999	0,090	#

Tabela 7.3 - Classificação de falhas com parametrização na probabilidade de pólo preso.

Obs:

p = 0% : o disjuntor abrirá sempre que for solicitado (adotado no relatório).

p = 1% : o disjuntor falhará uma vez a cada 100 aberturas solicitadas.

p = 2% : o disjuntor falhará uma vez a cada 50 aberturas solicitadas.

: Não existem falhas que conduzam a este nível de severidade

A **Tabela 7.3** apresenta os resultados da Classificação de Falhas para configurações com seis conexões quando se considera a probabilidade dos disjuntores falharem quando solicitados a abrirem. Observa-se que o efeito da inclusão de falhas devido a disjuntor com pólo preso é o de aumentar os valores acumulados das freqüências de falhas nos diversos níveis de severidade. Este efeito é pior para as configurações com muitos terminais conectados ao mesmo nó, como *Barra Principal + Transferência* e *Barra Dupla / Disjuntor simples – 4 chaves*, pois este aumento ocorre em níveis de severidade piores, que são apenas por pesos maiores. Pode ocorrer também o surgimento de valores em níveis de severidade que não existiam quando o efeito de pólo preso era desconsiderado, caso da configuração em *Anel Simples*. Isto porque este efeito amplia a área sob defeito na subestação, desligando maior número de conexões.

Configuração com seis conexões	I _S (falhas/ano) para Subestação de Categoria A (elevada segurança)		
	P = 0%	P = 1%	P = 2%
PT	3,89	4,68	5,47
BD4	2,95	3,47	3,98
ANEL	6,80	7,07	7,35
BD/DM	1,15	1,30	1,45

Tabela 7.4 – Índice de Segurança em função da probabilidade de pólo preso.

Configuração com seis conexões	Aumento relativo de I _S (%) em função da probabilidade de disjuntor com pólo preso		
	P = 0%	P = 1%	P = 2%
PT	Ref.	20,3	40,6
BD4	Ref.	17,6	34,9
ANEL	Ref.	4,0	8,1
BD/DM	Ref.	13,0	26,1

Tabela 7.5 – Aumento relativo do Índice de Segurança dos valores da Tabela 7.4.

Na **Tabela 7.4** são apresentados os Índices de Segurança calculados com base na Classificação de Falhas parametrizadas da **Tabela 7.3**. Observa-se que os índices das configurações em *Barra Principal + Transferência* e em *Barra Dupla / Disjuntor simples – 4 chaves* são os mais afetados. Em valores absolutos a configuração em *Barra Dupla / Disjuntor e Meio* é a que sofre menor influência. A **Tabela 7.5** apresenta o aumento relativo dos índices tendo-se como referência $p = 0\%$, ou seja desconsiderando-se o efeito de pólo preso. Se a análise for realizada para subestações de maior porte (por ex. doze conexões) as configurações em *Barra Dupla / Disjuntor simples* serão afetadas de maneira mais intensa do que as configurações em *Barra Dupla / Disjuntor e Meio*, ampliando as diferenças apresentadas nas tabelas acima. É improvável que a inclusão do efeito de disjuntores com pólo preso nos Índices de Segurança altere a posição relativa no “ranking” das configurações, para os valores de probabilidades de disjuntor com pólo preso usualmente adotados em estudos dessa natureza. Porém, pode ser conveniente para que a metodologia fique mais completa, evitando a possibilidade de sua desqualificação de forma equivocada. Esta inclusão exigirá um algoritmo mais elaborado.

III – Índice de Segurança versus Níveis de Severidade:

Para a Classificação das Falhas na Subestação adotou-se três níveis de severidade com faixas idênticas de classificação, para apenar as falhas, com mesmo peso, que tem conseqüências semelhantes para a segurança do sistema. O objetivo deste anexo é de verificar as alterações nos resultados do Índice de Segurança – I_s , quando são considerados três níveis de severidade com faixas diferentes de classificação e também quando são adotados quatro níveis de severidade.

A **Tabela 7.6** abaixo apresenta os níveis de severidade, e os respectivos pesos utilizados no **Capítulo 3** da dissertação, para o cálculo do Índice de Segurança. As **Tabelas 7.7** e **7.8** apresentam duas alternativas que são utilizadas neste anexo para efeito de comparações relativas. Na **Tabela 7.7** são mantidos os três níveis de severidade, porém deslocando-se as faixas de Classificação de Falhas, enquanto que na **Tabela 7.8** foi incluído mais um nível de severidade (quatro no total), de tal maneira a classificar as falhas com maior precisão.

Níveis de Severidade	NS 1 = λ_1 / λ_4	NS 2 = λ_2 / λ_5	NS 3 = λ_3 / λ_6
Número de conexões Desligadas (% do total)	$Nc \leq 33\%$	$33\% < Nc < 66\%$	$Nc \geq 66\%$
Pesos adotados para a Configuração Normal	P1 = 1	P2 = 5	P3 = 10
Pesos adotados para a Config. de Emergência	P4 = 1	P5 = 2	P6 = 3

Tabela 7.6 – Premissas adotadas na dissertação para Classificação de Falhas.

Níveis de Severidade	NS 1 = λ_1 / λ_4	NS 2 = λ_2 / λ_5	NS 3 = λ_3 / λ_6
Número de conexões Desligadas (% do total)	$Nc \leq 25\%$	$25\% < Nc \leq 50\%$	$Nc > 50\%$
Pesos adotados para a Configuração Normal	P1 = 1	P2 = 5	P3 = 10
Pesos adotados para a Config. de Emergência	P4 = 1	P5 = 2	P6 = 3

Tabela 7.7 – Premissas deste anexo para análise de sensibilidade 1.

Níveis de Severidade	NS 1 = λ_1 / λ_5	NS 2 = λ_2 / λ_6	NS 3 = λ_3 / λ_7	NS 4 = λ_4 / λ_8
Número de conexões Desligadas (% do total)	$Nc \leq 20\%$	$20\% < Nc \leq 40\%$	$40\% < Nc \leq 60\%$	$Nc > 60\%$
Pesos adotados para a Configuração Normal	P1 = 1	P2 = 5	P3 = 10	P4 = 15
Pesos adotados para a Config. de Emergência	P5 = 1	P6 = 2	P7 = 3	P8 = 5

Tabela 7.8 – Premissas deste anexo para análise de sensibilidade 2.

Nas Tabelas 7.9, 7.10 e 7.11 abaixo são apresentadas as Classificações de Falhas de algumas configurações de barra consideradas, de acordo com as premissas expostas acima.

Número de conexões	Config.	Configuração Normal			Config. de Emergência		
		$\lambda_1(f/a)$	$\lambda_2(f/a)$	$\lambda_3(f/a)$	$\lambda_4(f/a)$	$\lambda_5(f/a)$	$\lambda_6(f/a)$
6	BD4	#	0,323	0,044	#	#	0,299
6	BD/DD	#	#	#	0,222	#	#
6	BD/DM	0,133	#	#	0,901	0,059	#
8	BD4	#	0,420	0,044	#	#	0,395
8	BD/D1/3	0,222	#	#	1,196	0,491	#
8	BD/DM	0,177	#	#	0,978	0,089	#
12	BD4	#	0,613	0,044	#	#	0,588
12	BD/D1/3	0,354	#	#	2,131	#	#
12	BD/DM	0,266	#	#	1,278	#	#

Tabela 7.9 – Classificação de Falhas de acordo com a premissa da Tabela 7.6.

Número de conexões	Config.	Configuração Normal			Config. de Emergência		
		$\lambda_1(f/a)$	$\lambda_2(f/a)$	$\lambda_3(f/a)$	$\lambda_4(f/a)$	$\lambda_5(f/a)$	$\lambda_6(f/a)$
6	BD4	#	0,323	0,044	#	#	0,299
6	BD/DD	#	#	#	#	0,222	#
6	BD/DM	#	0,133	#	#	0,960	#
8	BD4	#	0,420	0,044	#	#	0,395
8	BD/D1/3	0,222	#	#	1,196	0,491	#
8	BD/DM	0,177	#	#	0,978	0,089	#
12	BD4	#	0,613	0,044	#	#	0,588
12	BD/D1/3	0,354	#	#	2,065	0,067	#
12	BD/DM	0,266	#	#	1,278	#	#

Tabela 7.10 – Classificação de Falhas de acordo com a premissa da Tabela 7.7.

Obs: # : Não existem falhas que conduzam a este nível de severidade

Número de conexões	Config.	Configuração Normal				Config. de Emergência			
		$\lambda_1(f/a)$	$\lambda_2(f/a)$	$\lambda_3(f/a)$	$\lambda_4(f/a)$	$\lambda_5(f/a)$	$\lambda_6(f/a)$	$\lambda_7(f/a)$	$\lambda_8(f/a)$
6	BD4	#	#	0,323	0,044	#	#	#	0,299
6	BD/DD	#	#	#	#	#	0,222	#	#
6	BD/DM	#	0,133	#	#	#	0,901	0,059	#
8	BD4	#	#	0,420	0,044	#	#	#	0,395
8	BD/D1/3	#	0,222	#	#	#	1,655	0,032	#
8	BD/DM	#	0,177	#	#	#	1,066	#	#
12	BD4	#	#	0,613	0,044	#	#	#	0,588
12	BD/D1/3	0,354	#	#	#	1,431	0,700	#	#
12	BD/DM	0,266	#	#	#	1,130	0,148	#	#

Tabela 7.11 – Classificação de Falhas de acordo com a premissa da Tabela 7.8.

Obs: # : Não existem falhas que conduzam a este nível de severidade

A Tabela 7.12 adiante apresenta os Índices de Segurança em função das alterações nos níveis de severidade, e dos pesos adotados. O índice é calculado segundo as expressões:

$I_S = [\lambda_1.p1 + \lambda_2.p2 + \lambda_3.p3]_N + [\lambda_4.p4 + \lambda_5.p5 + \lambda_6.p6]_E$ para três níveis de severidade.

$I_S = [\lambda_1.p1 + \lambda_2.p2 + \lambda_3.p3 + \lambda_4.p4]_N + [\lambda_5.p5 + \lambda_6.p6 + \lambda_7.p7 + \lambda_8.p8]_E$ para quatro níveis de severidade.

Número de conexões	Config.	Índice de Segurança – I_S (falhas/ano) em função dos Níveis de Severidade		
		Tabela 7.6 [1]	Tabela 7.7 [2]	Tabela 7.8 [3]
6	BD4	2,95	2,95	5,39
6	BD/DD	0,22	0,44	0,44
6	BD/DM	1,15	2,59	2,64
8	BD4	3,73	3,73	6,83
8	BD/D1/3	2,40	2,40	4,52
8	BD/DM	1,33	1,33	3,02
12	BD4	5,27	5,27	11,62
12	BD/D1/3	2,49	2,55	3,19
12	BD/DM	1,54	1,54	1,69

Tabela 7.12 – Índice de Segurança parametrizado em função dos Níveis de Severidade.

Notas:

[1]: Três níveis de severidade, adotando-se os seguintes pesos: $p_1 = 1$, $p_2 = 5$, $p_3 = 10$, $p_4 = 1$, $p_5 = 2$ e $p_6 = 3$ (como calculado na dissertação).

[2]: Três níveis de severidade, adotando-se os seguintes pesos: $p_1 = 1$, $p_2 = 5$, $p_3 = 10$, $p_4 = 1$, $p_5 = 2$ e $p_6 = 3$ (análise de sensibilidade 1).

[3]: Quatro níveis de severidade, adotando-se os seguintes pesos: $p_1 = 1$, $p_2 = 5$, $p_3 = 10$, $p_4 = 15$, $p_5 = 1$, $p_6 = 2$, $p_7 = 3$ e $p_8 = 5$ (análise de sensibilidade 2).

De acordo com os resultados da **Tabela 7.12** acima, observa-se que a resposta (valor do índice) é alterada ao se alterar as faixas de Classificação de Falhas. Por exemplo, ao se manter os mesmos três níveis de severidade (adotado na dissertação), porém alterando-se as faixas dos níveis, como indicado na **Tabela 7.7**, a configuração em *Barra Dupla / Disjuntor e Meio*, para subestação com seis conexões, tem seu Índice de Segurança aumentado (de 1,15 para 2,59), aproximando-se do índice da configuração em *Barra Dupla / Disjuntor Simples – 4 chaves*. Isto porquê tanto a perda de duas conexões (33%) na primeira configuração, quanto à perda de três conexões (50%) na segunda configuração estão classificadas no mesmo nível de severidade 2, sendo então apenas pelo mesmo peso p2. Já para as configurações com oito e doze conexões não há esta aproximação, e os índices calculados são iguais aos calculados na dissertação.

Quando se adota quatro níveis de severidade, as falhas são agrupadas com maior precisão, pois existem quatro faixas para a sua classificação, e a ordenação das configurações de barra pode melhor ser controlada. Com os pesos adotados, a ordenação das configurações da **Tabela 7.12** aproxima-se daquela obtida na dissertação. Os níveis de severidade, como adotados na dissertação produzem a ordenação necessária de maneira mais equânime, pois utilizam três faixas idênticas de 33% para a Classificação de Falhas.

IV - Aplicação da Metodologia - Análise A Um Parâmetro:

Classificação de Falhas e cálculo do Índice de Segurança – I_S da subestação:

A – SE Angra 500 kV com a configuração existente em *Anel Simples*:

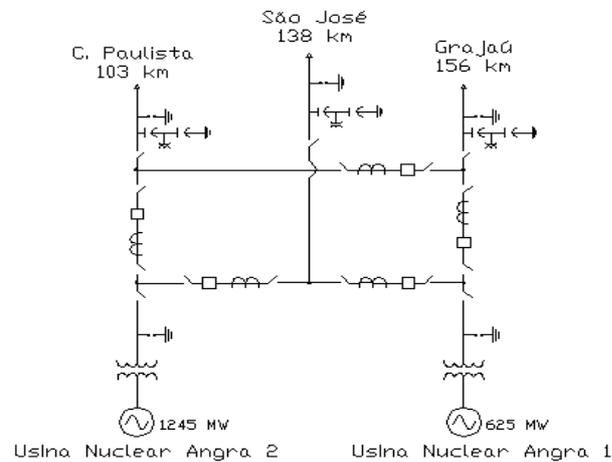


Figura IV.1 – Explicativa do Anexo IV

A configuração, em operação normal, é analisada para a classificação de falhas:

* *Falha Simples*: apenas as falhas ativas nos disjuntores provocam a perda de mais de um terminal da subestação simultaneamente. Qualquer disjuntor que falhar provoca a perda de dois terminais (40% da subestação) caracterizando o nível dois de severidade: $\lambda_2 = 5.DJ = 5.0,0196 = 0,0980$ (f/a)

* *Falha Simples + Ocorrência de disjuntor com pólo preso*: se a LT de Cachoeira Paulista falhar os dois disjuntores que a protegem devem abrir. Se um deles não abrir, o disjuntor de retaguarda deve abrir e neste caso provocar a perda de dois terminais da subestação, caracterizando o nível dois de severidade: $\lambda_2 = 2.(Lt + 3.SE + SB + TC + TP + PR).Ppp = 2.(1,2548 + 3.0,0047 + 0,0142 + 0,0040 + 0,0097 + 0,0018).0,01 = 2.0,0130 = 0,0260$ (f/a). Se a LT de Grajaú falhar o procedimento é o mesmo, com a diferença que a taxa de falha da LT é de 1,9005 (f/a) ao invés de 1,2548 (f/a) da LT anterior. Assim novamente: $\lambda_2 = 0,0389$ (f/a). Se a LT de São José falhar o procedimento é semelhante, com a mesma consequência, isto é: caracteriza-se o nível dois de severidade com a frequência de : $\lambda_2 = 0,0346$ (f/a). Se a Usina Nuclear 1 falhar dois disjuntores devem abrir. Se ocorrer a falha na abertura: $\lambda_2 = 2.(UN1 + 3.SE + 1SB + 1PR).Ppp = 2.(50,28 + 0,0301).0,01 = 2.0,5031 = 1,0062$ (f/a). Se a Usina Nuclear 2 falhar o procedimento é semelhante: $\lambda_2 = 1,0519$ (f/a). Nesta configuração, em particular, não há falhas que conduzam a subestação aos níveis 1 (λ_1) e 3 (λ_3) de severidade. Este fato depende da topologia da subestação. A frequência acumulada dos eventos descritos é: $\lambda_2 = 0,0260 + 0,0389 + 0,0346 + 1,0062 + 1,0519 = 2,2556$ (f/a).

Se um disjuntor falhar os dois disjuntores laterais devem abrir, se um deles falhar na abertura provocará a perda de três terminais (60% da subestação), caracterizando ainda o nível dois de severidade: $\lambda_2 = 5.[(0,0196.0,01).2] = 0,0020$ (f/a). Portanto a frequência total de ocorrência do nível dois de severidade é: $\lambda_2 = 2,2576$ (falhas/ano).

* *Pesos calculados*: como neste caso a classificação de falhas só é caracterizada pelo nível dois de severidade, só o calculo do peso P2 é necessário. A configuração é em *Anel Simples* formando apenas um laço. Isto significa que qualquer disjuntor que permanecer aberto para manutenção ou reparos conduz ao número de laços remanescentes (NLR) igual a zero. Também, NDR = 0, pois a SE não possui disjuntor de interligação de barras. Assim, na Equação IV.1:

$$P2 = (e^{-NLR} + 1) * (e^{-NDR} + 2) \quad [IV.1]$$

Para NDR = 0 e NLR = 0 tem-se $P2 = 6$

* Índice de Segurança Calculado: $I_s = \lambda_2.P2 = 2,2576*6 = 13,55$

$I_s = 13,55$

É importante observar que três fatores contribuem para que o índice seja elevado: as altas taxas de falhas dos geradores nucleares de Angra 1 e Angra 2, a topologia da configuração e a exposição da configuração em emergência (abertura do anel).

B – SE Angra 500 kV com a alternativa de configuração *Anel Múltiplo Tipo 2 Incompleto*:

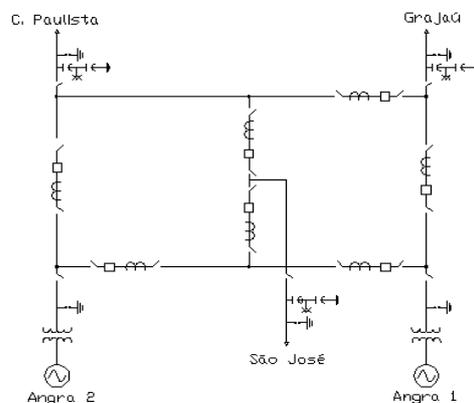


Figura IV.2 – Explicativa do Anexo IV

Neste caso o procedimento é semelhante ao realizado anteriormente. Dois fatores favorecem esta configuração: quando ocorrer falha em um dos geradores nucleares, apenas um dos dois disjuntores que abre pode provocar a perda de dois terminais da subestação se ocorrer falha na abertura deste. Assim as frequências de ocorrências relacionadas a estes geradores se reduzem à metade e o valor total na classificação de falhas passa a ser: $\lambda_2 = 1,2055$ (falhas/ano). O outro fator é a existência de dois laços contíguos na subestação, que ao ter um disjuntor isolado oferece menor risco ao sistema do que na configuração anterior. Isto é capturado no cálculo do peso, pois com NLR = 1, mantendo-se NDR = 0, o peso P2 será de 4,1.

* Índice de Segurança Calculado: $I_s = \lambda_2.P2 = 1,2055*4,1 = 4,94$

$I_s = 4,94$

O resultado do índice calculado é função da frequência de ocorrência das falhas, da topologia da configuração de barra e da exposição da configuração em emergência (com um disjuntor isolado).