

AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO E
SUB-TRANSMISSÃO CONSIDERANDO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Waltencir dos Santos Andrade

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM CIÊNCIAS
EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Aprovada por:

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

Profa. Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc.

Prof. Sandoval Carneiro Júnior, Ph.D.

Prof. Marcus Theodor Schilling, D.Sc.

Profa. Maria da Guia da Silva, Ph.D.

Prof. Agnelo Marotta Cassula, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

OUTUBRO DE 2007

ANDRADE, WALTENCIR DOS SANTOS

Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição e Sub-Transmissão Considerando Geração Distribuída [Rio de Janeiro] 2007

XIX, 215 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, D.Sc., Engenharia Elétrica, 2007)

Tese - Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE

1. Confiabilidade Integrada Distribuição e Sub-Transmissão
2. Confiabilidade em Sistema de Distribuição
3. Geração Distribuída

I. COPPE/UFRJ II. Título (Série)

Um trabalho que temos a graça e oportunidade de fazer é nossa realização. Dedicar a alguém é demonstrar, reconhecer que eles também ajudaram de algum modo. (Patrícia)

A meus pais Edson de Paula Andrade e Marizete dos Santos Andrade, a minha esposa Suzana e a meu filho Vinícius, que muito os amo e aos quais muito devo.

AGRADECIMENTOS

A Deus por mais essa conquista, e que me ajude e permita passar esse conhecimento à frente.

A todos os professores da COPPE/UFRJ em particular aos professores e meus orientadores Djalma Mosqueira Falcão e Carmen Lucia Tancredo Borges que também fazem parte desta conquista.

Aos amigos do CEFET/RJ Unidade Nova Iguaçu pela ajuda, a qual possibilitou a minha maior dedicação a este trabalho.

Aos amigos do LASPOT - Laboratório de Sistema de Potência da COPPE/UFRJ, que proporcionaram um ambiente de aprendizado e companheirismo.

A todos os funcionários da COPPE/UFRJ que de alguma forma contribuíram para este trabalho. Em particular a Mara Prata (NACAD) e ao Edilson da Biblioteca do bloco H.

Aos amigos da Light pela colaboração e amizade durante todo o período que estive na empresa.

A minha família pelo apoio em todos os momentos da minha vida.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO E SUB-TRANSMISSÃO CONSIDERANDO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Waltencir dos Santos Andrade

Outubro/2007

Orientadores: Djalma Mosqueira Falcão

Carmen Lucia Tancredo Borges

Programa: Engenharia Elétrica

Com a reestruturação do setor elétrico brasileiro iniciada em 1996 e a crise energética que se verificou no país em 2001, houve um incentivo ao uso da geração próxima aos centros de cargas, chamada de Geração Distribuída (GD). A GD constitui uma importante alternativa para o aumento da confiabilidade dos sistemas de distribuição e sub-transmissão, reduzindo perdas e aumentando a oferta de energia elétrica. No entanto, as empresas passam agora a ter de lidar não só com os problemas técnicos já conhecidos, mas também com novas tarefas. As incertezas envolvidas no planejamento e operação do sistema tornam-se maiores do que no passado e certamente novas ferramentas necessitam ser desenvolvidas para analisar e prever o comportamento do sistema.

Este trabalho apresenta uma metodologia para avaliação de forma integrada da confiabilidade dos sistemas de distribuição e sub-transmissão, com a presença de GD, principalmente baseadas em fontes renováveis de energia. A metodologia considera as seguintes questões: Incerteza da disponibilidade das fontes renováveis de energia, tais como, geração eólica; Exploração de diferentes modelos para representar a intermitência de suprimentos de usinas eólicas; Variação cronológica da carga; Existência de dispositivos de manobra e proteção instalados na rede; Políticas operativas em relação a GD (possibilidade de operação ilhada, proteção contra falhas na rede, etc.); e Simulação Estocástica Cronológica (Simulação Monte Carlo Seqüencial).

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

EVALUATION OF RELIABILITY IN DISTRIBUTION SYSTEMS AND
SUB-TRANSMISSION CONSIDERING DISTRIBUTED GENERATION

Waltencir dos Santos Andrade

Outubro/2007

Advisors: Djalma Mosqueira Falcão

Carmen Lucia Tancredo Borges

Department: Electrical Engineering

The restructuring of the Brazilian electric sector in 1996 and the energy crisis that was verified in the country in 2001 created an incentive to the use of the generation close to load centers, known as Distributed Generation (DG). The DG constitutes an important alternative for improvement of the reliability of distribution and sub-transmission systems, reducing losses and increasing the supply electric power. However the companies have to deal not only with the technical problems already known, but also with new tasks. The uncertainties involved in the planning and operation of the system become larger than in the past and certainly new tools need to be developed to analyze and to predict the system's behavior.

The goal of this work is to present a methodology for the integrated reliability evaluation of distribution and sub-transmission systems in the presence of DG, mainly based on renewable energy sources. The methodology considers the following subjects: Uncertainty of renewable energy sources availability, such as wind generation; Exploration of different models to represent the intermittence of supplies of wind farms; Chronological variation of the load; Existence of switching devices and protection installed in the grid; Operation policies in relation to DG (possibility of islanded operation, protection against fault in the grid, etc.); and Chronological Stochastic Simulation (Monte Carlo Sequential Simulation).

SUMÁRIO

1	Introdução	1
1.1	Revisão Bibliográfica	3
1.2	Estrutura da Tese	9
2	Confiabilidade de Sistemas de Energia Elétrica	10
2.1	Conceitos Básicos da Teoria da Confiabilidade	10
2.2	Principais Distribuições de Probabilidade Utilizadas em Confiabilidade	12
2.2.1	Distribuição Binomial	13
2.2.2	Distribuição de Poisson	13
2.2.3	Distribuição Multinomial	15
2.2.4	Distribuição Exponencial	15
2.2.5	Distribuição Normal	16
2.2.6	Distribuição Log-Normal	18
2.2.7	Distribuição de Weibull	20
2.3	Função de Risco de Falha	21
2.3.1	Relações Matemáticas Entre $F_T(t)$, $f_T(t)$, $R(t)$ e $h(t)$	22
2.3.2	Função de Risco Constante	23
2.3.3	Função de Risco Linearmente Crescente	23
2.3.4	Função de Risco Linearmente Decrescente	23
2.3.5	Curva Usual Para o Risco de Falha	23

2.4	Confiabilidade de Sistemas de Potência	25
2.4.1	Níveis Hierárquicos	26
2.4.2	Índices de Confiabilidade Composta (NH2)	27
2.4.3	Confiabilidade de Sistemas de Distribuição	29
3	Geração Distribuída	40
3.1	Introdução	40
3.2	Desenvolvimento no Brasil	42
3.3	Tecnologias	44
3.3.1	Motores Alternativos de Combustão Interna (MACI)	44
3.3.2	Microturbinas a Gás	47
3.3.3	Células a Combustível	50
3.3.4	Gerador Eólico	53
3.3.5	Pequena Central Hidrelétrica - PCH	55
3.4	Aspectos Positivos e Negativos da Geração Distribuída	56
3.5	Resumo Geral dos Empreendimentos de GD no Brasil	57
4	Modelo Desenvolvido	59
4.1	Representação da Rede de Distribuição	59
4.1.1	Considerações Sobre a Geração Distribuída (GD)	61
4.2	Representação da Rede de Sub-Transmissão	63
4.3	Modelo da Geração Distribuída	66
4.3.1	Geradores Convencionais	66
4.3.2	Geradores Eólicos	68
4.4	Modelo dos Equipamentos, Alimentadores e Barramentos	76
4.5	Modelo da Carga - Consumidores de Baixa Tensão e Média Tensão	78
4.6	Avaliação do Desempenho do Sistema de Distribuição	80
4.7	Consideração das Medidas Corretivas	80
4.8	Método de Simulação Utilizado para Avaliação da Confiabilidade	81
4.8.1	Metodologia SMCI	83

4.8.2	Metodologia SMCII	99
4.9	Fluxo de Potência	121
4.10	Metodologia de Programação	122
5	Resultados	123
5.1	Sistema RBTS	123
5.1.1	Comparação dos Resultados do Método Analítico com a Simulação Monte Carlo	124
5.1.2	Conclusões Parciais 1	132
5.1.3	Avaliação da Variação Temporal da Carga nos Índices de Con- fiabilidade Utilizando SMC seqüencial	135
5.1.4	Conclusões Parciais 2	146
5.1.5	Avaliação dos Índices de Confiabilidade com a presença da Geração Distribuída	147
5.1.6	Geração Distribuída conectada na rede de MT	148
5.1.7	Conclusões Parciais 3	167
5.1.8	Geração Distribuída conectada no barramento da Subestação	170
5.1.9	Conclusões Parciais 4	174
5.2	Sistema RTS + RBTS barra 2	176
5.2.1	Conclusões Parciais 5	183
5.3	Sistema de Distribuição Real	185
5.3.1	Conclusões Parciais 6	195
6	Conclusões Finais	197
6.1	Trabalhos Futuros	199
A	Dados dos Sistemas de Distribuição	212
A.1	Descrição da Estrutura da Rede	212
A.2	Arquivo de Entrada de Dados	214

LISTA DE FIGURAS

2.1	Redundâncias	11
2.2	Curva de Custo da Confiabilidade	12
2.3	Distribuição Exponencial	16
2.4	Curva da Função de Probabilidade Acumulada da Distribuição Normal	17
2.5	Curva da Densidade de Probabilidade da Distribuição Normal	18
2.6	Função densidade de probabilidade da distribuição log-normal para $\mu = 0$ e diferentes valores de σ	19
2.7	Função distribuição acumulada da distribuição log-normal para $\mu = 0$ e diferentes valores de σ	19
2.8	Funções densidade de probabilidade de Weibull para valores selecionados de δ e β	20
2.9	Curva de Risco Típica “Curva da banheira”.	24
2.10	Níveis hierárquicos utilizados em estudos de confiabilidade.	26
2.11	Sistema Radial com 4 Pontos de Carga.	34
3.1	Esquema com diversos pontos com diferentes tipos de Geração.	42
3.2	Unidade de geração (grupo gerador) de pequeno porte	45
3.3	Vista em corte de uma turbina Capstone com recuperador de calor	48
3.4	Microturbina a Gás de 30 kW.	48
3.5	Esquema da Célula combustível de Ácido Fosfórico.	51
3.6	Célula combustível residencial 1 a 10 kW.	51
3.7	Parque Eólico de Prainha- Bahia - 10 MW.	55

3.8	Resumo da geração até dezembro de 2006.	57
3.9	Resumo da geração até dezembro de 2006 e previsão até 2013.	58
4.1	Implementação dos blocos	60
4.2	Exemplo hipotético com representação dos blocos	60
4.3	Sistema com inclusão da GD	62
4.4	Sistema com inclusão da GD no barramento de média tensão	62
4.5	Sistema teste RBTS barra2 integrado ao RTS.	64
4.6	Sistema equivalente da Distribuição e Sub-Transmissão.	65
4.7	Modelo de transição a dois estados	66
4.8	Curva da probabilidade acumulada versus potência disponível	67
4.9	Curva da probabilidade acumulada versus unidade disponível	68
4.10	Curva da característica de potência de uma turbina eólica	70
4.11	Diagrama de espaço estado de uma usina eólica com uma e duas turbinas	70
4.12	Cadeia de Markov para a representação do comportamento do vento .	71
4.13	Série temporal da velocidade do vento - Nordeste I (Curva Real) . . .	71
4.14	Parte da série temporal do vento - Nordeste I (Curva Original - Azul e Agrupada 165 Patamares - Vermelho)	72
4.15	Diagrama de espaço estado de uma turbina eólica, considerando o efeito do vento, com 4 patamares de vento	73
4.16	Curva de distribuição da probabilidade acumulada da disponibilidade de potência	74
4.17	Determinação da velocidade do vento V_i no instante T_i	75
4.18	Determinação da potência gerada Pg_i no instante T_i	75
4.19	Determinação do número de unidades disponíveis N_i no instante T_i .	76
4.20	Modelo dos índices de falha da subestação	77
4.21	Gráfico das curvas de carga diária de um transformador	79
4.22	Exemplo hipotético de uma série sintética de operação de um com- ponente modelado a dois estados.	82
4.23	Exemplo hipotético com os valores de TTF do circuito da Figura 4.3.	85
4.24	Exemplo hipotético com o valor do TTR para o Trecho4.	86
4.25	Atualização dos valores do TTF para os trechos.	90

4.26	Figura hipotética mostrando a possível falha do Trecho 2 durante o reparo do Trecho 4.	90
4.27	Figura hipotética mostrando o novo bloco a falhar(Trecho 2).	91
4.28	Parâmetros definidos no Modelo da Carga.	94
4.29	Curva de carga hipotética durante uma falha	95
4.30	Curva de carga hipotética durante a falha com GD	98
4.31	Exemplo hipotético de uma combinação de séries sintéticas de operação de elementos modelados a dois estados.	99
4.32	Lista de transições do exemplo hipotético.	101
4.33	Estrutura da lista encadeada de transições do exemplo hipotético. . .	104
4.34	Estrutura da lista encadeada de Blocos de Dados.	106
4.35	Elementos criados para o alimentador “ALDJ1” referente ao barramento de entrada Subestação.	108
4.36	Elementos criados para o alimentador "ALDJ2"referente ao barramento de MT da Subestação.	109
4.37	Elemento criados para o alimentador “ALDJ2” referente ao desligamento do Alimentador.	109
4.38	Elemento criados para o bloco 2 e 3 do alimentador “ALDJ2”.	110
4.39	“Quebra” da barra PV em duas barras, onde Ps e Vs são valores definidos.	121
4.40	Esquema de classes para sistemas de distribuição	122
5.1	Sistema de distribuição urbano típico RBTS - Barra2.	124
5.2	Curva da variação da frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC) - MA, SMCI e SMCII.	129
5.3	Gráfico da variação da Duração da Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC) - MA, SMCI e SMCII.	129
5.4	Gráfico da variação da Energia não Suprida por Unidade Consumidora (ENS)- MA, SMCI e SMCII.	130
5.5	Gráfico da variação do Custo da Energia não Suprida por Unidade Consumidora (CENS)- MA, SMCI e SMCII.	130
5.6	Gráfico da variação percentual do FIC (Taxa de Falha) entre MA e SMC.	131

5.7	Gráfico da variação percentual do DIC entre MA e SMC.	131
5.8	Gráfico da variação percentual da ENS entre MA e SMC.	132
5.9	Gráfico da variação percentual do CENS entre MA e SMC.	132
5.10	Curva de carga de 210 consumidores residencial - sábado - Janeiro. . .	136
5.11	Curva de carga de 210 consumidores residencial - domingo - Janeiro. .	136
5.12	Curva de carga de 210 consumidores residencial - segunda - Janeiro. .	136
5.13	Curva de carga de 210 consumidores residencial - dia_útil - Janeiro. .	137
5.14	Curva de carga de 210 consumidores residencial - segunda - Abril. . .	137
5.15	Curva de carga de 210 consumidores residencial - dia_útil - Abril. . .	137
5.16	Curvas de carga do ponto LP1 no mês de Janeiro.	138
5.17	Curvas de carga do ponto LP1 no mês de Abril.	139
5.18	Gráfico da variação da frequência de interrupção por unidade consu- midora (FIC)	142
5.19	Gráfico da variação da Duração da Interrupção Individual por Uni- dade Consumidora (DIC)	142
5.20	Gráfico da variação do maior valor anual da duração máxima de in- terrupção por unidade consumidora (DMICm).	143
5.21	Gráfico da variação da Energia não Suprida por unidade consumidora (ENS).	143
5.22	Gráfico da variação do Custo da Energia não Suprida por unidade consumidora (CENS).	144
5.23	Gráfico da variação da frequência equivalente de interrupção por uni- dade consumidora do conjunto (FEC).	144
5.24	Gráfico da variação da duração equivalente de interrupção por uni- dade consumidora do conjunto (DEC).	145
5.25	Gráfico da variação da energia não suprida do conjunto (ENS).	145
5.26	Gráfico da variação do custo da energia não suprida do conjunto (CENS).	146
5.27	Sistema RBTS com as GDs nos alimentadores DJ1 e DJ4.	147
5.28	Sistema RBTS com a GD conectada no barramento da subestação. . .	148
5.29	Curva de Prob. acumulada x Disponibilidade de Geração (FOR de 3%)	149

5.30	Curva de Prob. Acumulada x Disp. de geração (Eólica) - Cap. Nominal 1.5MW.	149
5.31	Curva da característica de potência de uma turbina eólica - Capacidade Nominal 1,5MW.	151
5.32	Curva de Prob. Acumulada x Disponibilidade de Unidades de Geração (FOR de 3%)	152
5.33	Sistema simplificado com os alimentadores DJ1 e DJ2.	152
5.34	Gráfico da variação de Frequência Interrupção Individual (FIC) - Pto. Carga LP1 e LP2.	160
5.35	Gráfico da variação de Frequência Interrupção Individual (FIC) - Pto. Carga LP3 e LP4.	160
5.36	Gráfico da variação de Frequência Interrupção Individual (FIC) - Pto. Carga LP5, LP6 e LP7.	161
5.37	Gráfico da variação da Duração de Interrupção Individual (DIC) - Pto. Carga LP1 e LP2.	161
5.38	Gráfico da variação da Duração de Interrupção Individual (DIC) - Pto. Carga LP3 e LP4.	162
5.39	Gráfico da variação da Duração de Interrupção Individual (DIC) - Pto. Carga LP5, LP6 e LP7.	162
5.40	Gráfico da variação da Duração de Interrupção Individual (DIC) - Pto. Carga LP1 e LP2.	163
5.41	Gráfico da variação da Energia não Suprida (ENS) - Pto. Carga LP3 e LP4.	163
5.42	Gráfico da variação da Energia não Suprida (ENS) - Pto. Carga LP5, LP6 e LP7.	164
5.43	Gráfico da variação do Custo da Energia não Suprida (CENS) - Pto. Carga LP1 e LP2.	164
5.44	Gráfico da variação do Custo da Energia não Suprida (CENS) - Pto. Carga LP3 e LP4.	165
5.45	Gráfico da variação do Custo da Energia não Suprida (CENS) - Pto. Carga LP5, LP6 e LP7.	165

5.46	Gráfico de variação da frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora do conjunto (FEC) - Alimentador DJ1.	166
5.47	Gráfico da variação da Duração equivalente de Interrupção por unidade consumidora do conjunto (DEC) - Alimentador DJ1.	166
5.48	Gráfico da variação da Energia não Suprida do conjunto (ENS) - Alimentador DJ1.	167
5.49	Gráfico da variação do Custo da Energia não Suprida do conjunto (CENS) - Alimentador DJ1.	167
5.50	Gráfico dos comparativos da Frequência de Interrupção individual por ponto de carga (FIC).	173
5.51	Gráfico dos comparativos da Duração de Interrupção individual por ponto de carga (DIC).	173
5.52	Gráfico dos comparativos da Energia não Suprida individual por ponto de carga (ENS).	174
5.53	Gráfico dos comparativos do Custo da Energia não Suprida individual por ponto de carga (CENS).	174
5.54	Sistema teste RBTS barra2 integrado ao RTS.	176
5.55	Sistema equivalente da Distribuição e Sub-Transmissão.	178
5.56	Gráfico dos comparativos da frequência de interrupção individual (FIC).	181
5.57	Gráfico dos comparativos da Duração de Interrupção Individual (DIC).	182
5.58	Gráfico dos comparativos da Energia não Suprida individual (ENS).	182
5.59	Gráfico dos comparativos do Custo Individual Energia não Suprida (CENS).	183
5.60	Visualização geográfica dos alimentadores avaliados.	186
5.61	Gráfico dos comparativos da Frequência de Interrupção Individual (FIC) - LDA_2.	194
5.62	Gráfico dos comparativos da Duração de Interrupção individual (DIC) - LDA_2.	194
A.1	Sistema de distribuição (RTBS2) com a inclusão da Geração distribuída.	212
A.2	Arquivo de Entrada de Dados - Alimentador 2.	215

LISTA DE TABELAS

2.1	Dados de Confiabilidade	35
2.2	Dados de Carregamento	35
2.3	Índices de Confiabilidade para o Sistema da Figura 2.11	36
2.4	Metas Anuais Estipuladas pela ANEEL - áreas não-urbanas.	39
2.5	Metas Anuais Estipuladas pela ANEEL - áreas urbanas.	39
3.1	Visão Geral dos Motores Alternativos de Combustão Interna	45
3.2	Vantagens e Desvantagens dos Motores Alternativos	47
3.3	Visão Geral dos Motores Alternativos de Combustão Interna	48
3.4	Vantagens e Desvantagens das Microturbinas	49
4.1	Probabilidade de Disponibilidade de Capacidade de Geração	67
4.2	Dados da medição do vento	72
4.3	Formato da tabela com dados dos pontos de carga.	79
4.4	Descrição da Classe Elemento	102
4.5	Descrição da Classe ElementoTrans	103
4.6	Descrição da Classe DadosBloco	104
5.1	Dados comparativos dos índices individuais para o Método Analítico (MA) e a Simulação Monte Carlo - Carga Máxima	126
5.2	Dados comparativos dos índices individuais para o Método Analítico (MA) e a Simulação Monte Carlo - Carga Média	127

5.3	Dados comparativos dos índices de conjunto (por alimentador) para o Método Analítico (MA) e a Simulação Monte Carlo	128
5.4	Resultados dos índices individuais - Alimentador: AL_DJ1.	140
5.5	Resultados dos índices individuais - Alimentador: AL_DJ2.	140
5.6	Resultados dos índices individuais - Alimentador: AL_DJ3.	140
5.7	Resultados dos índices individuais - Alimentador: AL_DJ4.	141
5.8	Resultados dos índices de Conjunto.	141
5.9	Estados da probabilidade Acumulada e Disponibilidade de Geração Eólica (modelo I) - Cap. Nominal 1,5MW.	150
5.10	Dados da curva característica de potência das turbinas eólicas para densidade do ar igual a $1,225 \text{ kg/m}^3$	151
5.11	Dados comparativos da frequência de interrupção individual por ponto de carga (FIC) para a Carga Média, Máxima e Variante no Tempo . .	154
5.12	Dados comparativos da Duração de Indisponibilidade média anual por ponto de carga (DIC) para a Carga Média, Máxima e Variante no Tempo.	155
5.13	Dados comparativos da Energia não Suprida por ponto de carga (ENS) para a carga Média, Máxima e Variante no Tempo.	156
5.14	Dados comparativos do Custo da Energia não Suprida por ponto de carga (CENS) para a carga Média, Máxima e Variante no Tempo. . .	157
5.15	Dados comparativos da Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) do alimentador DJ1, para a carga Média, Máxima e Variante no Tempo.	158
5.16	Dados comparativos da Duração Equivalente de Indisponibilidade por Unidade Consumidora (DEC) do alimentador DJ1, para a carga Média, Máxima e Variante no Tempo.	158
5.17	Dados comparativos da Energia não Suprida (ENS) do alimentador DJ1, para a carga Média, Máxima e Variante no Tempo.	158
5.18	Dados comparativos do Custo da Energia não Suprida (CENS) do alimentador DJ1, para a carga Média, Máxima e Variante no Tempo.	159
5.19	Máximo suprimento das GD's de capacidade Fixa.	159
5.20	Número de anos simulados para cada configuração avaliada.	159

5.21	Dados comparativos da Frequência de Interrupção individual por ponto de carga (FIC).	171
5.22	Dados comparativos da Duração de Interrupção individual por ponto de carga (DIC).	171
5.23	Dados comparativos da Energia não Suprida por ponto de carga (ENS).	172
5.24	Dados comparativos do Custo da Energia não Suprida por ponto de carga (CENS).	172
5.25	Número de anos simulados para cada configuração avaliada.	172
5.26	Resultados de alguns dos índices de confiabilidade do sistema RTS por Área.	177
5.27	Resultados de alguns dos índices de confiabilidade do sistema RTS Área 1 (138 kV) por Barra.	177
5.28	Dados comparativos da frequência de interrupção individual por ponto de carga (FIC).	179
5.29	Dados comparativos da Duração de Indisponibilidade individual por ponto de carga (DIC).	180
5.30	Dados comparativos da Energia não Suprida individual por ponto de carga (ENS).	180
5.31	Dados comparativos do Custo individual da Energia não Suprida por ponto de carga (CENS).	181
5.32	Dados dos Alimentadores.	187
5.33	Resultados dos índices individuais da LDA_1 - Considerando falhas na Subestação.	189
5.34	Resultados dos índices individuais da LDA_1 - Considerando falhas na Rede.	190
5.35	Resultados dos índices individuais da LDA_1 - Considerando falhas na Rede e na Subestação.	191
5.36	Resultados dos índices de Conjunto da LDA_1.	192
5.37	Número de anos simulados para cada configuração avaliada - LDA_1.	192
5.38	Resultados dos índices individuais da LDA_2	193
5.39	Resultados dos índices de Conjunto da LDA_2.	194
5.40	Número de anos simulados para cada configuração avaliada - LDA_2.	195

5.41	Resultados dos índices individuais da LDA_3	195
5.42	Resultados dos índices de Conjunto da LDA_3.	195
5.43	Número de anos simulados para cada configuração avaliada - LDA_3.	195
A.1	Dados dos consumidores do sistema RBTS2 (tipo, quantidade e carga)	213
A.2	Dados dos custos de interrupção em \$/kW para os tipos de consumi- dores definidos na Tab.A.1	213
A.3	Dados das seções dos alimentadores do sistema Figura A.1	213
A.4	Dados de confiabilidade para os componentes da Figura A.1	214
A.5	Índice de confiabilidade da barra de 11 kV.	214

CAPÍTULO 1

Introdução

Por um longo tempo o sistema de potência foi operado verticalmente, com geração centralizada, utilizando basicamente o sistema de transmissão, sub-transmissão e distribuição para entregar energia ao consumidor final. Esta estrutura era projetada para prover economia, segurança, confiabilidade e qualidade de suprimento com uma estrutura e despacho centralmente controlados. Com a reestruturação do setor elétrico brasileiro [1], iniciada 1996, surgiu um novo modelo no qual as empresas estatais, ligadas ao setor elétrico, deixaram de ser verticalizadas e passaram a ser divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização. Neste novo modelo, o mercado se abriu para empresas privadas, gerando competição na geração e comercialização de energia, permitindo a comercialização direta entre produtores e consumidores, independente de suas localizações no sistema elétrico interligado e incentivando a geração próximo aos centros de carga. Assim, foram introduzidos novos conceitos como mercado de energia elétrica, acesso aberto ao sistema de transmissão, co-geração, produtor independente de energia [2], autoprodutor de energia [3], etc.. Neste novo cenário a avaliação da confiabilidade do serviço a ser prestado pelas empresas é de fundamental importância, principalmente para o fechamento de contratos com grandes consumidores, além de que a determinação dos custos associados à interrupção de energia passaram a merecer atenção especial dos gerentes de planejamento, tendo em vista as penalidades por violação de padrões de continuidade aplicadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [4].

A geração próxima aos centros de carga foi incentivada pelo governo brasileiro devido à crise energética que assolou o país em 2001, a qual motivou a ANEEL a criar medidas emergenciais para incentivar o incremento desta geração, aumentando a oferta de energia. Essas gerações descentralizadas, próximas aos centros de carga, receberam o nome de Geração Distribuída (GD), a qual, constitui uma importante alternativa para o aumento da confiabilidade dos sistemas de distribuição e sub-transmissão, reduzindo perdas e aumentando a oferta de energia elétrica.

Atualmente, de acordo com o item 4.42 da seção 3.0 do módulo 3 (Acesso aos Sistemas de Distribuição) do PRODIST [5], as distribuidoras de energia, de comum acordo com os produtores de energia e o Operador Nacional do Sistema (ONS), quando couber, poderão estabelecer a operação ilhada de parte do sistema de distribuição, observando os procedimentos operativos constantes da seção 3.2 deste mesmo módulo e do módulo 4 (Procedimento Operativo). Assim, apesar do PRODIST ainda não estar totalmente aprovado pela ANEEL, a operação da distribuição, com a presença da GD e a possível operação de forma ilhada, fará com que as empresas passem a ter de lidar não só com os problemas técnicos já conhecidos, mas também com novas tarefas. As incertezas envolvidas no planejamento e operação do sistema com a inclusão da GD tornam-se maiores do que no passado e certamente novas ferramentas necessitam ser desenvolvidas para analisar e prever o comportamento do sistema. Uma destas incertezas aparece com a utilização das fontes alternativas de energia, incentivadas pelo governo brasileiro, com o Proinfa [6], onde surge no sistema unidades de geração cuja fonte primária é de natureza intermitente. Um exemplo são geradores eólicos, que de acordo com [7], a capacidade instalada no Brasil, desde de 1998 até 15 de março de 2007, é de 208,3 MW, com turbinas eólicas de médio e grande porte conectadas a rede e uma previsão de mais 75,2 MW até o final de 2007 e 1072,1 MW até o final de 2008.

Este trabalho tem como objetivo apresentar uma proposta de avaliação da confiabilidade dos Sistemas de Distribuição de forma integrada ao sistema de sub-transmissão, com a presença de GD, principalmente as baseadas em fontes não convencionais de energia (vento, solar e biomassa), considerando as seguintes questões:

- a) Incerteza da disponibilidade das fontes alternativas de energia (vento, solar);

- b) Exploração de diferentes modelos para representar a intermitência de suprimentos de usinas eólicas;
- c) Variação cronológica da carga;
- d) Existência de dispositivos de manobra e proteção instalados na rede;
- e) Políticas operativas em relação a GD (possibilidade de operação ilhada, proteção contra falhas na rede, etc.);
- f) Políticas de corte de cargas em possíveis ilhamentos ou transferência de carga por chaves de recursos;
- g) Simulação Estocástica Cronológica (Simulação Monte Carlo Seqüencial);
- h) Desenvolvimento de uma ferramenta de estudos de confiabilidade integrada, utilizando a estrutura do sistema computacional orientado a objetos para análise de sistemas elétricos de potência desenvolvida em [8].

1.1 Revisão Bibliográfica

Como este trabalho propõe estudar a confiabilidade em sistemas de distribuição integrados ao sistema de sub-transmissão onde se encontram unidades de GD, envolvendo técnicas de Simulação Monte Carlo, técnicas de modelagem das incertezas da disponibilidade das fontes alternativas de energia e variação cronológica da carga, a revisão bibliográfica foi realizada de forma separada tentando avaliar os métodos e modelos utilizados relacionados ao tema do trabalho durante as últimas décadas.

A) Método de Simulação Monte Carlo - SMC

O método de Simulação Monte Carlo é baseado na amostragem de variáveis aleatórias, para resolução de problemas, permitindo uma avaliação cronológica (SMC Seqüencial) ou não cronológica (SMC Não-Seqüencial)[9]. O método é considerado muito simples e flexível para ser aplicado em problemas de qualquer nível de complexidade. O uso de simulações foi empregado primeiramente pelos cientistas no período da II Guerra Mundial. Já a denominação do método provém da cidade de Monte Carlo, no principado de Mônaco, famosa pelos seus cassinos e jogos de roleta.

Os primeiros trabalhos com SMC aplicados a sistema de potência, descrito em [10], foram publicados na década de 80 [11, 12, 13, 14, 15, 16, 17], todos direcionados a estudos de confiabilidade na geração e/ou transmissão/sub-transmissão envolvendo problemas de condições operativas complexas devido a multiplicidade de eventos. A partir desta década foram publicados numerosos trabalhos descritos em [18] e [19], dos quais podemos citar [20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35].

Sua aplicação em sistemas de distribuição se deu a partir da década de 90, onde detalha-se a seguir as que mais contribuíram para este trabalho.

Em [36] é apresentada a técnica analítica e a SMC Seqüencial para avaliar o custo de interrupção de consumidores para um sistema radial complexo (RBTS). A SMC Seqüencial foi implementada de forma diferente daquela que se usa para a transmissão e geração [9]. O método consiste em gerar um número aleatório para cada elemento do sistema e converter este número em valores de tempo para falha (time to failure-TTF), usando a distribuição de probabilidade apropriada para cada elemento do sistema. Em seguida esses valores são comparados e determina-se o elemento com menor TTF, o qual passa a ser o elemento a falhar. Assim para esse elemento é gerado um número aleatório convertido para tempo de reparo (time to repair-TTR), a partir daí são levantados os índices de confiabilidade para todos os pontos de carga que possam ser afetados pelo elemento falhado. Após esta análise gera-se outro número aleatório para este elemento e repete-se o ciclo para buscar o menor valor de TTF, prosseguindo assim até fechar o número de horas do ano. Os valores dos índices são armazenados e após o número total de anos definidos para simulação, é calculada a média dos índices encontrados. Esta metodologia foi avaliada nesse trabalho como um primeiro estudo e serão realizadas algumas modificações as quais serão detalhadas no Capítulo 4.

Em [37] tem-se a mesma implementação de SMC Seqüencial utilizada em [36]. Em [38] também é utilizado a técnica de SMC Seqüencial, descrita em [36], para a avaliação do custo relacionado à confiabilidade nos sistemas de distribuição. Sendo que nesta análise é desenvolvido um modelo de carga, cronológico e anual, para 7 diferentes tipos de consumidores, no qual, são combinadas as flutuações de cargas aleatórias com os modelos de carga variantes no tempo, para reconhecer a incerteza residual associada com a carga do sistema. O modelo de carga utilizado é um modelo

aproximado que limita os tipos de consumidores, pois, na prática tem-se mais de 7 tipos. Também não é considerada a presença de fontes suplementar de energia.

Em [39] é utilizada a SMC Seqüencial proposta em [9], a qual é a forma mais comum utilizada na SMC Seqüencial, que normalmente é utilizado na geração, transmissão e sub-transmissão. Nesta, gera-se uma série sintética de operação a dois estados (operativo/falha) para cada elemento do sistema, para o ano todo, e faz-se a combinação para determinar quais os que irão falhar simultaneamente e por quanto tempo, assim determina-se seus efeitos nos pontos de carga do sistema. Neste artigo são avaliados vários tipos de distribuição de probabilidade para os elementos do sistema e a influência, dos mesmos, nos índices de custo da confiabilidade. É utilizado o sistema de distribuição teste RBTS. Não há consideração de variação de carga e a presença de fontes suplementar de energia.

Em [40] é apresentada uma variante da Simulação Monte Carlo seqüencial para avaliar os índices de confiabilidade de sistemas de distribuição e desenvolvida uma nova aproximação analítica para calcular a distribuição de probabilidade do índice de duração de interrupção contínua (DMIC), a qual combina os conceitos de cadeia de Markov contínua no tempo, técnica dos cortes mínimos e a aproximação analítica convencional. A Simulação Monte Carlo proposta é realizada combinada com a técnica dos mínimos corte de carga (minimal cut sets) para determinar os índices de confiabilidade do sistema seguindo os seguintes passos: (1) identificar os componentes de cortes mínimos para cada ponto de carga; (2) simular o estado inicial de cada componente pertencente aos cortes mínimos através da Simulação Monte Carlo; (3) gerar diferentes números aleatórios para tempo de operação e falha de cada componente dos cortes mínimos e convertê-los no tempo para falha e reparo dos mesmos, usando suas respectivas distribuições; (4) identificar o menor tempo (T_{MIN}) e atribuí-lo ao contador de tempo e guardar o componente (E_M); (5) analisar os índices de desempenho para todos os pontos de carga, alimentadores, ou algum grupo específico de consumidores, bem como, para o sistema. Isto inclui a procura para possíveis ações de chaveamento; (6) baseado na análise anterior, calcular as contribuições para os índices de confiabilidade para todos os pontos de carga; (7) Gerar e adicionar o novo tempo (operativo/falha) associado ao componente (E_M). Se o período de análise (por exemplo, ano) não terminou, voltar para o passo 4, caso

contrário, calcular índices de confiabilidade (pontos de carga e sistema) do período correspondente e ir para o passo 8; (8) avaliar o coeficiente de variação dos índice confiabilidade. Se convergência não é alcançado, voltar para o passo 4; caso contrário, calcular os índices de confiabilidade para todos os pontos de carga e sistema (ou qualquer grupo de clientes) e parar o processo de simulação.

Em [41] é proposto uma metodologia combinando a Simulação Monte Carlo Sequencial com a técnica analítica dos mínimos corte de carga (minimal cut-sets), para determinar a função densidade de probabilidade dos índices de confiabilidade de um sistema de distribuição. Além dos tradicionais, também determina a LOLC (custo de perda de carga) e o DMIC (duração máxima de interrupção contínua).

B) Estudo de Confiabilidade com fontes de energia não convencionais

Os primeiros estudos do impacto na confiabilidade das fontes de energia não convencionais foram realizados em [42, 43, 44, 45, 46], os quais consideraram o problema apenas no nível de geração usando o método da perda de carga e centrado-se, em sua maior parte, em sistemas com energia eólica. Destes pode-se destacar a referência [42], que introduziu o conceito da intermitência da geração e das taxas de falha e reparo das turbinas eólicas e [44] que fez a divisão do sistema elétrico em subsistemas de geração, separando as fontes convencionais das não convencionais, onde os estados de geração são tratados como variáveis aleatórias.

Mais recentemente destacam-se os seguintes trabalhos envolvendo geração e transmissão e sub-transmissão:

Em [47] foi desenvolvido um modelo probabilístico que representa uma fazenda eólica englobando as taxas de falha e de reparo das unidades, a curva de potência das unidades e os diversos estágios de velocidade do vento. O modelo proposto usa a cadeia de Markov do tipo “Birth and Death”.

Em [48] foi utilizada a técnica SMC Sequencial para representar a variação cronológica do vento, no qual foi usado um modelo ARMA, para avaliar a geração de um sistema contendo geração eólica, onde a mesma é modelada em quatro estados (em serviço, na reserva, operação forçada carga máxima e operação forçada carga mínima). O modelo utilizado para o vento pode ser também aplicado neste trabalho.

Em [49] foi desenvolvida uma metodologia para identificar os melhores pontos da rede de transmissão para a entrada de novos geradores (GD), levando-se em conta os aspectos de confiabilidade bem como o custo da transmissão. Neste foram considerados apenas geradores convencionais e utilizado o sistema computacional NH2 [50].

Em [51] foi desenvolvido um modelo computacional, partindo de [42, 47], de representação probabilística da geração de fazendas eólicas para estudos de confiabilidade. O modelo alia as características estatísticas da velocidade do vento e as informações de taxa de falha e reparo de geradores, representando a usina por um modelo de Markov a múltiplos estados.

Em [52] é feito um estudo dos benefícios para confiabilidade dos sistemas de distribuição com a adição de um gerador eólico como fonte de suprimento alternativo. O gerador eólico foi modelado a três estados (operativo1-Up1, operativo2-Up2, desligado-Down) e o vento foi modelado com o mesmo modelo ARMA proposto em [48]. Foi utilizada a técnica de simulação seqüencial proposta em [36]. Neste trabalho também não há consideração da variação da carga.

Em [53] é apresentado um estudo do custo da confiabilidade com geração eólica, sendo esta uma GD em um sistema de distribuição rural. É apresentado um modelo a três estados para a GD, considerando variação do vento e a taxa de saída forçada. Foi utilizada a técnica de simulação seqüencial proposta em [36], utiliza o mesmo modelo de carga descrito em [38].

Em [54] é realizado um estudo do custo da confiabilidade com geração eólica do mesmo modelo a três estados proposto em [53] e o mesmo modelo de carga descrito em [38]. Neste estudo é analisada a influência do “Wake Effect”, ou seja, o efeito da diminuição da extração de energia do vento pelas unidades ao longo da fazenda eólica, fazendo com que haja uma diminuição na geração das unidades situadas após a primeira fileira de geradores. Este efeito não foi considerado neste trabalho, mas poderia ser adicionado no modelo da geração eólica.

Em [55] a avaliação dos índices de confiabilidade de um sistema de distribuição considerando a presença da GD utilizando a Simulação Monte Carlo seqüencial e um algoritmo de Ford-Fulkerson que calcula o fluxo máximo numa rede de fluxos é apresentada. A GD é considerada como uma barra de geração constante. Neste

trabalho a carga é modelada variante no tempo, onde a carga semanal (52 semanas) é expressa como um percentual do pico anual para diferentes tipos de consumidores. De forma similar a carga diária é expressa como um percentual do pico semanal e a carga horária é expressa como um percentual do pico diário para semanas nas diversas estações do ano.

Em [56] é realizado um estudo da perda de carga causada por atuação indevida da proteção durante um curto-circuito, decorrente da perda de coordenação devida à contribuição da GD conectada ao sistema. Isto ocorre porque, embora se determine que a GD seja desconectada quando ocorrer um curto-circuito na rede, o risco da mesma continuar operando, por um curto período de tempo, e contribuir para o curto não é zero, pois os dispositivos de proteção da GD operam em poucos ciclos e estes podem ser suficientes para causar um desligamento indevido. Neste estudo a corrente de falta é modelada de forma probabilística, considerando a GD composta de geradores síncronos, de indução ou inversores. O estudo utiliza o método analítico para determinação dos índices de confiabilidade, onde é considerada a existência de taxas de falhas e duração de interrupção permanentes e temporárias.

Em [57] é desenvolvido um modelo para fazendas eólicas usando uma aproximação analítica baseada na técnica de redução de estados. O estudo da confiabilidade é realizado utilizando o método analítico. Nos estudos é considerado um modelo para regulação de tensão das turbinas eólicas.

Em [58] é apresentado um estudo do impacto da geração distribuída nos sistemas de distribuição durante falhas na rede, permitindo a possibilidade de áreas isoladas serem supridas por geração local. Neste trabalho a avaliação da confiabilidade é feita utilizando o método analítico e a geração distribuída é representada como uma geração fixa.

1.2 Estrutura da Tese

Esta Tese está dividida em 6 capítulos, onde no capítulo 1 são colocados os objetivos principais da tese e uma revisão bibliográfica de trabalhos relacionados ao tema proposto.

No capítulo 2 é feito um resumo dos principais tópicos da teoria da confiabilidade aplicada a sistemas de potência, necessário à compreensão deste trabalho.

O capítulo 3 é dedicado ao entendimento da GD, seu surgimento no Brasil, são mostradas algumas tecnologias, benefícios e impactos nos sistemas de distribuição.

No capítulo 4 são mostrados os modelos utilizados e desenvolvidos neste trabalho para sistemas de distribuição, tais como: representação da rede; modelo da GD para geradores convencionais e eólicos; modelo de equipamentos, barramentos e alimentadores; modelo da carga; modelo da avaliação do desempenho do sistema de distribuição; modelo de simulação utilizada para amostragem dos estados dos componentes do sistema; e por último o modelo de programação.

O capítulo 5 apresenta os resultados com a avaliação do impacto da GD nos índices de confiabilidade de sistema de distribuição utilizando três sistemas exemplos e neste são consideradas a presença de usinas eólicas e a variação cronológica da carga. Também são apresentadas as conclusões obtidas nas simulações realizadas.

O capítulo 6 apresenta as conclusões finais e as possíveis atividades futuras deste desenvolvimento.

CAPÍTULO 2

Confiabilidade de Sistemas de Energia Elétrica

2.1 Conceitos Básicos da Teoria da Confiabilidade

Confiabilidade em engenharia pode ser definida como a probabilidade de um componente, sistema ou equipamento executar funções pré-fixadas, durante um determinado período de tempo e sob certas condições operativas. A importância da confiabilidade cresce com [59]:

- Complexidade tecnológica;
- Exigências severas das condições operativas;
- Exigências de alto grau de automação;
- Expectativas de desempenho (eficácia);
- Escassez de recursos financeiros.

A medição da confiabilidade pode se dar de modo qualitativo (subjetivo) ou quantitativo (objetivo). A medição quantitativa da confiabilidade se utiliza da Teoria da Probabilidade. Em geral, não é uma questão de ser ou não confiável, mas sim o quanto é confiável (grau de confiabilidade). Neste aspecto, a escala de valor

difere da escala de custo, ou seja, o valor da confiabilidade não depende somente do custo dos equipamentos.

A Teoria da Confiabilidade, que ganhou impulso durante a II Guerra Mundial, estuda métodos que devem ser adotados nas fases de planejamento, projeto, fabricação, instalação e operação de componentes e sistemas, de modo a assegurar a máxima eficiência, segurança e economia. É baseada nas leis de falhas dos componentes e sistemas, representada através de suas distribuições de probabilidade de falha, e estabelece índices quantitativos de desempenho os quais são chamados índices de confiabilidade. A teoria de confiabilidade também trata e modela fontes de incerteza no processo, tais como o tempo de ocorrência de falhas, o tempo de reparo de falhas, entrada em serviço de novas obras, a frequência de ocorrência de eventos de falha, etc. Para tanto requer a utilização de técnicas probabilísticas.

Os requisitos mínimos para se realizar um estudo de confiabilidade são:

- Modelo matemático apropriado para o problema em questão;
- Índices de risco apropriados para medir de forma apropriada a adequação;
- Dados estatísticos de falha e operação dos componentes e sistemas para possibilitar a estimação da confiabilidade preditiva.

A forma clássica de se aumentar a confiabilidade de um sistema é através do uso de redundâncias. Isso pode ser realizado através de adoção de sistemas de reserva (stand-by) ou recursos em paralelo, conforme mostrado na Figura 2.1. Por outro lado, o aumento do número de componentes aumenta a complexidade do sistema podendo diminuir a confiabilidade.

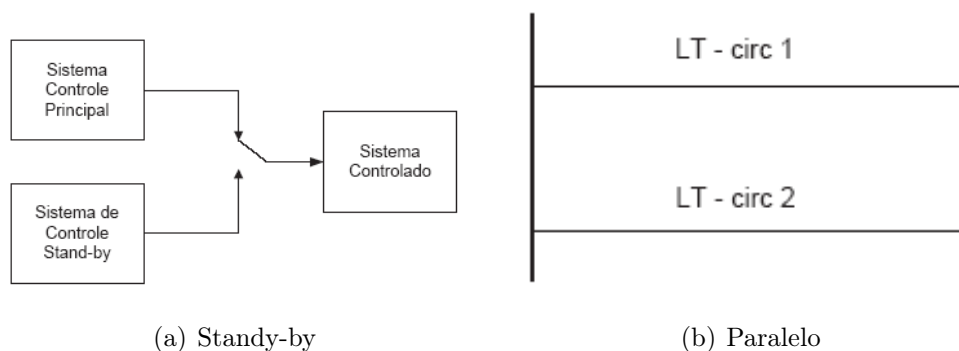


Figura 2.1: Redundâncias

A melhoria da confiabilidade de um sistema implica em maiores custos de investimento e menores custos de falhas, como pode ser observado na Figura 2.2. O

custo de falha ou interrupção varia segundo a classe do consumidor (industrial, comercial ou residencial). O grau de confiabilidade ótimo a ser perseguido é aquele que corresponde ao menor custo total do sistema.

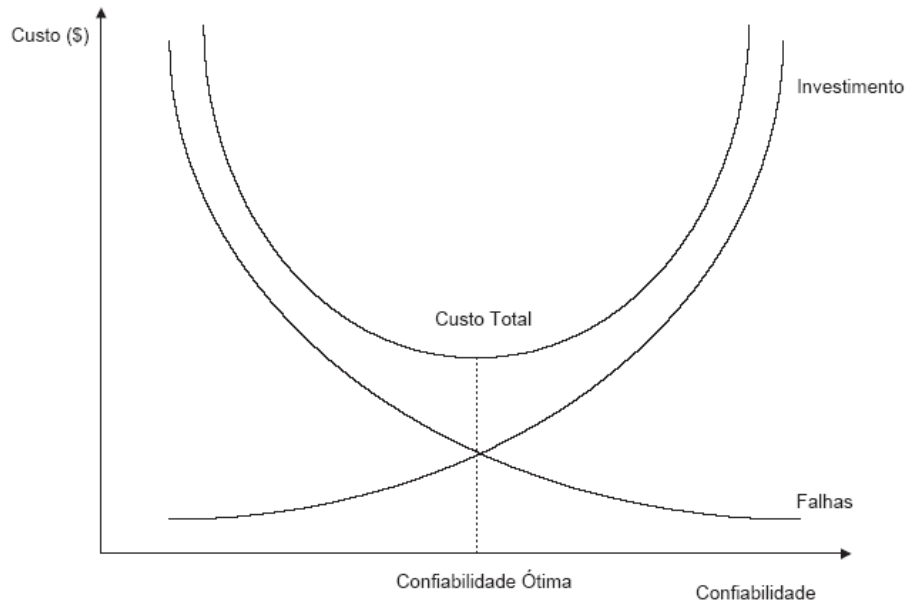


Figura 2.2: Curva de Custo da Confiabilidade

2.2 Principais Distribuições de Probabilidade Utilizadas em Confiabilidade

As principais distribuições de probabilidade utilizadas na análise de confiabilidade são [60, 61]:

- Distribuições Discretas:
 - i. Binomial
 - ii. Poisson
 - iii. Multinomial
- Distribuições Contínuas:
 - i. Exponencial
 - ii. Normal
 - iii. Log-Normal
 - iv. Weibull

2.2.1 Distribuição Binomial

Um experimento aleatório, consistindo em tentativas independentes repetidas, cada uma delas com dois resultados possíveis: sucesso ou falha, onde a probabilidade de sucesso em cada tentativa permaneça constante, é chamado de experimento binomial.

Dado:

n : número fixo de tentativas;

p : probabilidade de sucesso, sendo $(1-p)$ a probabilidade de falha;

r : número de resultados de sucesso, sendo $(n-r)$ o número de resultados de falha;

p^r : probabilidade de r sucessos;

$(1-p)^{n-r}$: probabilidade de $(n-r)$ falhas;

O número de vezes em que pode ocorrer r sucessos em n tentativas é dado pela equação 2.1.

$$C_r^n = \frac{n!}{r!(n-r)!} \quad (2.1)$$

Então, a variável aleatória X , que é igual ao número de tentativas que resultam em sucesso, tem uma distribuição binomial com parâmetros p e n .

A probabilidade de se obter exatamente r sucessos em n tentativas será dada pela equação 2.2.

$$p_x(r) = \frac{n!}{r!(n-r)!} p^r (1-p)^{n-r} = C_r^n p^r q^{n-r} \quad (2.2)$$

O valor esperado de uma variável aleatória binomialmente distribuída é dado pela equação 2.3.

$$E(X) = np \quad (2.3)$$

A Variância de uma distribuição binomial é dada pela expressão 2.4.

$$Var(X) = npq \quad (2.4)$$

2.2.2 Distribuição de Poisson

A distribuição de Poisson [60] é um caso especial da Binomial quando $n \rightarrow \infty$, $n \gg r$, $p \ll 1$ e $\mu(\text{média})=np$ se mantém limitada quando $n \rightarrow \infty$.

A distribuição de Poisson pode ser derivada a partir da distribuição binomial, como segue.

Em n tentativas, a probabilidade de um evento acontecer r vezes será:

$$p_x(r) = \frac{n!}{r!(n-r)!} p^r (1-p)^{n-r} = C_r^n p^r q^{n-r}$$

Se

$$n \gg r, \frac{n!}{(n-r)!} = n(n-1)(n-2)\dots(n-r+1) \approx n^r$$

Logo

$$P_x(r) = \frac{n^r}{r!} p^r q^{n-r}$$

Se p é muito pequeno e $n \gg r$, então

$$q^{n-r} \approx q^n = (1-p)^n$$

Assim,

$$\begin{aligned} p_x(r) &= \frac{(np)^r}{r!} (1-p)^n = \frac{(np)^r}{r!} \left[1 - np + \frac{n(n-1)}{2 \times 1} (-p)^2 + \dots \right] \\ &\cong \frac{(np)^r}{r!} \left[1 - np + \frac{(np)^2}{2!} + \dots \right] = \frac{(np)^r}{r!} e^{-np} \end{aligned} \quad (2.5)$$

$p_x(r)$ é a probabilidade de r sucessos de n tentativas quando o valor esperado de sucesso é (np) .

Colocando agora determinado acontecimento em função de um tempo contínuo e considerando o número médio de ocorrências expresso em unidades de tempo, pode-se dizer que, sendo λ a taxa média de falhas (falha/un. tempo) e t o tempo, o número médio de falhas será λt e logo:

$$p_x(r) = \frac{(\lambda t)^r}{r!} e^{-\lambda t},$$

fornece a probabilidade de r falhas no período de tempo t .

A probabilidade de 0(zero) falhas no tempo t é chamada de confiabilidade do componente em função do tempo e é dada pela equação 2.6.

$$p(0) = R(t) = e^{-\lambda t} \quad (2.6)$$

O valor esperado da distribuição de poisson e sua variância é dado pela equação 2.7.

$$E(X) = np = Var(X) \quad (2.7)$$

2.2.3 Distribuição Multinomial

Caso um experimento aleatório possa resultar em r saídas possíveis, sendo a probabilidade da i -ésima saída p_i , $i = 1, \dots, r$, com $\sum_{i=1}^r p_i = 1$ e admitindo que n experimentos independentes, a probabilidade de que a 1ª saída apareça x_1 vezes, a segunda x_2 vezes ... a r -ésima x_r vezes, será dada pela distribuição multinomial (equação 2.8).

$$\begin{aligned} p(x_1; x_2; \dots; x_r) &= \frac{n!}{x_1! x_2! \dots x_r!} p_1^{x_1} p_2^{x_2} \dots p_r^{x_r} \\ x_1 + x_2 + \dots + x_r &= n \end{aligned} \quad (2.8)$$

No caso particular de $r = 2$, $x_2 = n - x_1$ temos:

$$p(x_1; x_2) = \frac{n!}{x_1! (n - x_1)!} p_1^{x_1} (1 - p_1)^{n - x_1}$$

que é a expressão da distribuição binomial.

O valor esperado da distribuição multinomial e a sua variância são calculados pelas equações 2.9 e 2.10, respectivamente:

$$E(x_i) = np_i \quad (2.9)$$

$$Var(x_i) = np_i(1 - p_i) \quad (2.10)$$

2.2.4 Distribuição Exponencial

Uma variável aleatória contínua $0 \leq X < \infty$ possui uma função de distribuição exponencial quando ela for da forma da equação 2.11 descrita a seguir, onde λ é uma constante positiva.

$$F_x(t) = \begin{cases} 1 - e^{-\lambda t} & ; t > 0 \\ 0 & ; t \leq 0 \end{cases} \quad (2.11)$$

Uma vez conhecido o valor de λ , a distribuição fica completamente especificada e a probabilidade de qualquer evento de interesse pode ser calculada.

A função densidade de probabilidade pode ser calculada pela expressão 2.12:

$$f_x(t) = \begin{cases} \frac{dF_x(t)}{dt} = \lambda e^{-\lambda t} & ; t > 0 \\ 0 & ; t \leq 0 \end{cases} \quad (2.12)$$

A média de uma variável aleatória X com tal tipo de distribuição pode ser calculada por:

$$E(X) = \int_0^{\infty} t f(t) dt = \int_0^{\infty} t \lambda e^{-\lambda t} dt = \frac{1}{\lambda} \int_0^{\infty} \mu e^{-\mu} d\mu$$

Fazendo-se $\mu = \lambda t$.

Integrando por partes obtém-se:

$$E(X) = \frac{1}{\lambda} \quad (2.13)$$

A Variância, por sua vez, pode ser calculada pela expressão

$$Var(X) = \frac{1}{\lambda^2} \quad (2.14)$$

A Figura 2.3 mostra o gráfico das funções densidade de probabilidade (Figura 2.3(a)) e probabilidade acumulada (Figura 2.3(b)) para uma função de distribuição exponencial.

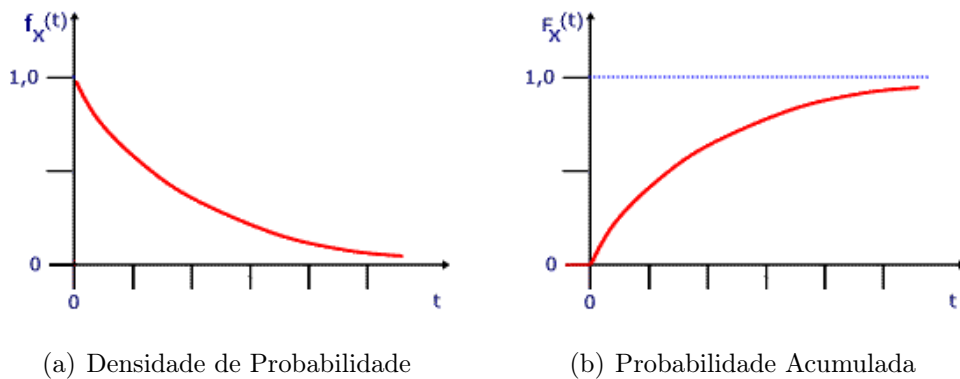


Figura 2.3: Distribuição Exponencial

2.2.5 Distribuição Normal

A distribuição normal é a mais conhecida das distribuições contínuas. Muitas variáveis aleatórias de ocorrências naturais ou de processos práticos obedecem a esta distribuição, como por exemplo a dispersão de medidas em uma produção seriada, as alturas das pessoas em uma população e vários outros fenômenos físicos. Porém, não é utilizada na confiabilidade para representar a vida útil, tempo de reparo, etc. dos componentes, porque pode assumir valores negativos. A distribuição normal tem sido amplamente utilizada nos estudos de confiabilidade de geração e confiabilidade

composta (Geração e Transmissão) para modelar incertezas advindas de previsão de carga.

Outro aspecto interessante: a distribuição binomial, vista na seção 2.2.1, se aproxima da distribuição normal à medida que o número de experimentos aumenta.

Uma variável aleatória X é dita ter uma distribuição normal de média μ e variância σ^2 se a função de distribuição acumulada é dada pela equação 2.15 cuja forma é dada pela Figura 2.4.

$$F_x(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^t e^{-\frac{(\frac{\mu-x}{\sigma})^2}{2}} dx \quad (2.15)$$

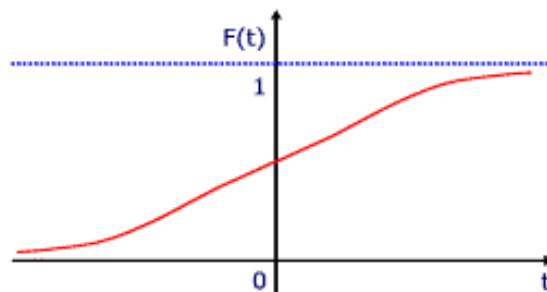


Figura 2.4: Curva da Função de Probabilidade Acumulada da Distribuição Normal

Assim pode-se verificar que:

$F(t)$ tende para zero se $t \Rightarrow -\infty$.

$F(t)$ tende para um se $t \Rightarrow +\infty$.

Se $\mu = 0$ e $\sigma = 1$, temos a distribuição normal padrão simbolizada por $\phi(t)$.

Assim:

$$\phi(t) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^t e^{-\frac{x^2}{2}} dx \quad (2.16)$$

A função densidade de probabilidade é dada pela equação 2.17, cuja forma é mostrada na Figura 2.5.

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\frac{\mu-t}{\sigma})^2}{2}} \quad (2.17)$$

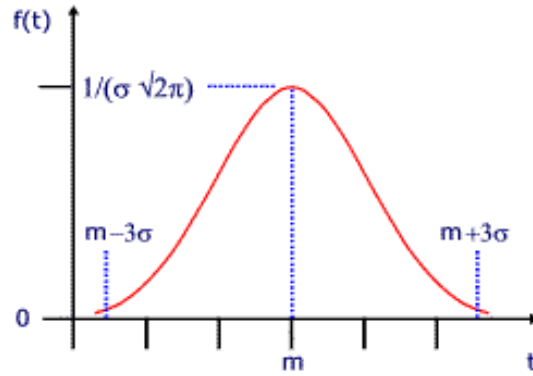


Figura 2.5: Curva da Densidade de Probabilidade da Distribuição Normal

Se calculada a probabilidade $P(\mu - 3\sigma \leq X \leq \mu + 3\sigma)$ o resultado é aproximadamente 0,997. Ou seja, a quase totalidade dos casos está neste intervalo.

O valor esperado de uma distribuição normal é dada pela equação 2.18.

$$E(X) = \mu \quad (2.18)$$

A Variância pode ser calculada pela equação 2.19.

$$Var(X) = \sigma^2 \quad (2.19)$$

2.2.6 Distribuição Log-Normal

Uma variável aleatória X tem a distribuição log-normal quando o seu logaritmo $Y = \log(X)$ tem a distribuição normal. Logo, sua função de densidade é dada pela equação 2.20. A Figura 2.6 mostra a função densidade de probabilidade da distribuição log-normal para $\mu = 0$ e diferentes valores de σ e a Figura 2.7 mostra a função distribuição acumulada da distribuição log-normal para $\mu = 0$ e diferentes valores de σ

$$f(x; \mu, \sigma) = \frac{1}{x\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(\ln(x) - \mu)^2}{2\sigma^2}\right] \quad (2.20)$$

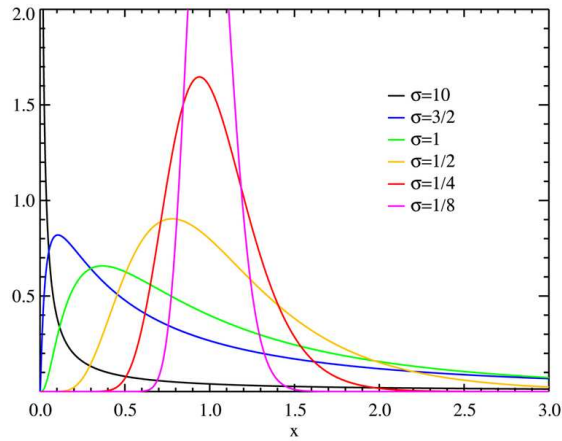


Figura 2.6: Função densidade de probabilidade da distribuição log-normal para $\mu = 0$ e diferentes valores de σ

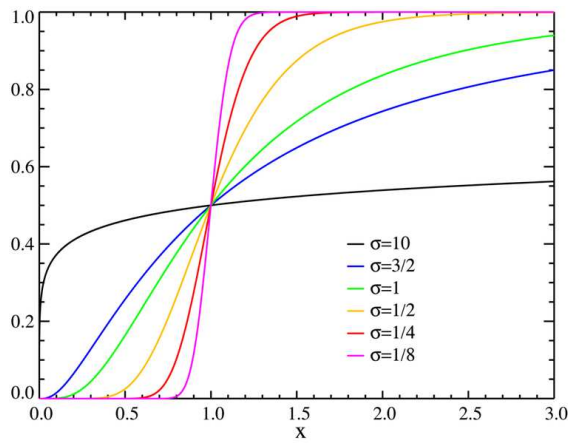


Figura 2.7: Função distribuição acumulada da distribuição log-normal para $\mu = 0$ e diferentes valores de σ

O valor esperado de $X = \exp(Y)$, quando Y é uma variável aleatória normal é dada pela equação 2.21.

$$E(X) = E(\exp(Y)) = \exp(E(Y) + 0.5\text{var}(Y)) \quad (2.21)$$

Onde, $\text{var}(Y)$ é a variância de Y .

A variância da log-normal também pode ser expressa em função da normal. Sendo $X = \exp(Y)$ e Y normal temos a variância de X dada por pela equação 2.22.

$$\text{var}(X) = \exp(2E(Y) + \text{var}(Y))(\exp(\text{var}(Y)) - 1) \quad (2.22)$$

2.2.7 Distribuição de Weibull

Nomeada pelo seu criador Waloddi Weibull [60], é uma distribuição de probabilidade contínua, freqüentemente usada para modelar o tempo até a falha de muitos sistemas físicos diferentes. Os parâmetros na distribuição fornecem uma grande flexibilidade para modelar sistemas em que o número de falhas aumenta com o tempo, diminui com o tempo ou permanece constante com o tempo. A distribuição de probabilidade de Weibull é muito utilizada para representar o comportamento da velocidade do vento. A função densidade de probabilidade de Weibull para uma variável aleatória x é definida pela equação 2.23.

$$f(x) = \frac{\beta}{\delta} \left(\frac{x}{\delta}\right)^{\beta-1} \exp \left[- \left(\frac{x}{\delta}\right)^\beta \right] \quad (2.23)$$

onde δ e β são respectivamente os parâmetros de escala e de forma. Quanto maior o valor do parâmetro β , mais estreita e mais pontuda é a curva de Weibull, conforme mostra a Figura 2.8. Isso significa que existe uma menor variação da variável x . O fator de escala está relacionado ao valor médio de x , quanto maior o valor de δ , maior será o valor médio de x (\bar{x}).

Por inspeção da função densidade de probabilidade, vê-se que quando $\beta = 1$, a distribuição de Weibull é idêntica à distribuição exponencial.

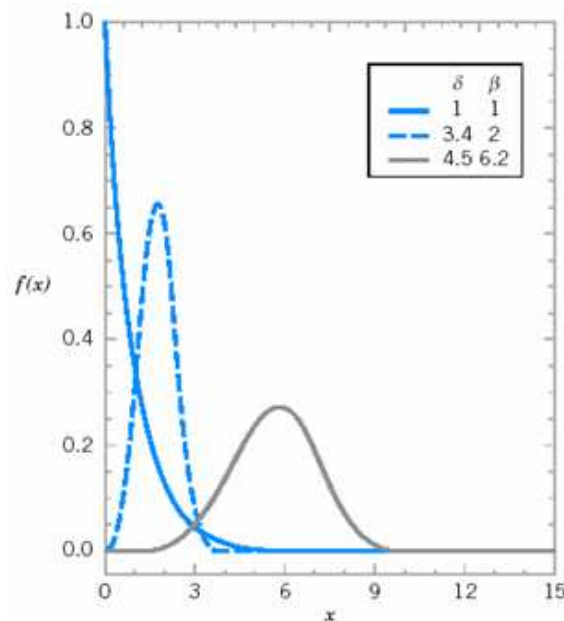


Figura 2.8: Funções densidade de probabilidade de Weibull para valores selecionados de δ e β

Se X tiver uma distribuição de Weibull, com parâmetros δ e β , então a função de distribuição cumulativa de X será dada pela equação 2.24. A média e a variância de x serão dadas pelas equações 2.25 e 2.26, respectivamente.

$$F(x) = 1 - e^{-\left(\frac{x}{\delta}\right)^\beta} \quad (2.24)$$

$$\mu = \delta \Gamma\left(1 + \frac{1}{\beta}\right) \quad (2.25)$$

$$\sigma^2 = \delta^2 \Gamma\left(1 - \frac{2}{\beta}\right) - \delta^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{1}{\beta}\right)\right]^2 \quad (2.26)$$

onde, $\Gamma(y)$ é dada pela equação 2.27.

$$\Gamma(y) = \int_0^{\infty} e^{-x} x^{y-1} dx \quad (2.27)$$

Existem vários métodos para a determinação dos parâmetros δ e β , dependendo dos dados disponíveis e da precisão que se deseja alcançar, desde a plotagem deles em um papel log-log até métodos aproximados. Considerando x como sendo uma variável aleatória que represente a variação do vento, em [62, 63] são apresentados vários métodos para determinação dos parâmetros δ e β .

2.3 Função de Risco de Falha

Uma função de interesse em estudos de confiabilidade é a função de risco $h(x)$, em inglês: “Hazard Function”.

$$h(x) = \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{P[x < X \leq x + \Delta x | X > x]}{\Delta x} \quad (2.28)$$

Considerando X como tempo de vida de um componente (tempo até a falha ou “Time to Failure - TTF”), temos:

$$h(t)\Delta t \cong P[\text{falha em}(t, t + \Delta t) | \text{nao falhou antes de } t] \quad (2.29)$$

A função $h(t)$ corresponde à densidade da probabilidade da falha ocorrer no instante após t , dado que sobreviveu até t .

A $h(t)$ pode ser calculada por:

$$h(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = \frac{f(t)}{1 - F(t)} \quad (2.30)$$

Para a distribuição exponencial tem-se então:

$$h(t) = \frac{\lambda e^{-\lambda t}}{1 - (1 - e^{-\lambda t})} = \lambda$$

ou seja, uma constante.

A distribuição exponencial é a única a ter $h(t)$ igual a uma constante λ . Aplicado ao conceito de TTF (Time to Failure), significa que se o tempo de vida de um componente segue distribuição exponencial, a probabilidade de falha no próximo instante é sempre a mesma durante todo o período de operação. Por essa razão, a distribuição exponencial é dita "sem memória", ou seja, não é preciso monitorar a idade dos componentes.

2.3.1 Relações Matemáticas Entre $F_T(t)$, $f_T(t)$, $R(t)$ e $h(t)$

$$F_T(t) = \int_0^t f_d(t) dt \quad (2.31)$$

$$R_T(t) = 1 - F_T(t) = 1 - \int_0^t f_T(t) dt \quad (2.32)$$

$$h(t) = \frac{f_T(t)}{R(t)} \quad (2.33)$$

No caso particular da distribuição exponencial:

$$f_T(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (2.34)$$

$$F_T(t) = 1 - \lambda e^{-\lambda t} \quad (2.35)$$

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (2.36)$$

$$h(t) = \lambda \quad (2.37)$$

2.3.2 Função de Risco Constante

Quando $h(t)=\lambda = cte$, temos que $f(t)$ será dado pela equação 2.34 e $R(t)$ pela equação 2.36. Assim, pode-se observar que para uma taxa de falha constante, implica numa função de densidade exponencial negativa e uma função de confiabilidade também exponencial.

Uma das principais razões da grande importância deste tipo de distribuição consiste no fato de que uma variável aleatória com este tipo de densidade de probabilidade possui uma propriedade de “independer do passado”. Assim, por exemplo, se uma variável aleatória com esta distribuição representar o tempo de vida de determinado equipamento que já opera há algum tempo, então a distribuição do tempo de vida restante do equipamento não depende de quanto tempo ele já está em funcionamento. Em outras, palavras, o equipamento “esquece” há quanto tempo já está operando e um eventual colapso no mesmo será devido ao aparecimento de uma falha repentina, e não a uma deterioração gradual.

2.3.3 Função de Risco Linearmente Crescente

É particularmente útil no período de envelhecimento de componentes.

$$h(t) = Kt \tag{2.38}$$

$$f(t) = Kt e^{(-\frac{Kt^2}{2})} \tag{2.39}$$

$$R(t) = e^{(-\frac{Kt^2}{2})} \tag{2.40}$$

2.3.4 Função de Risco Linearmente Decrescente

Usado para o período inicial, onde as falhas vão diminuindo com o correr da tempo. Este modelo depende de dois parâmetros, K_0 e K_1 .

$$h(t) = K_0 - K_1t \tag{2.41}$$

2.3.5 Curva Usual Para o Risco de Falha

Verificação experimental mostra que numerosos elementos apresentam uma função $h(t)$ composta dos três modelos anteriores, conforme mostra a Figura 2.9

$$h(t) = \begin{cases} (K_0 - K_1 t) + \lambda & 0 \leq t \leq K_0/K_1 \\ \lambda & \frac{K_0}{K_1} < t \leq t_0 \\ K(t - t_0) + \lambda & t_0 < t < +\infty \end{cases} \quad (2.42)$$

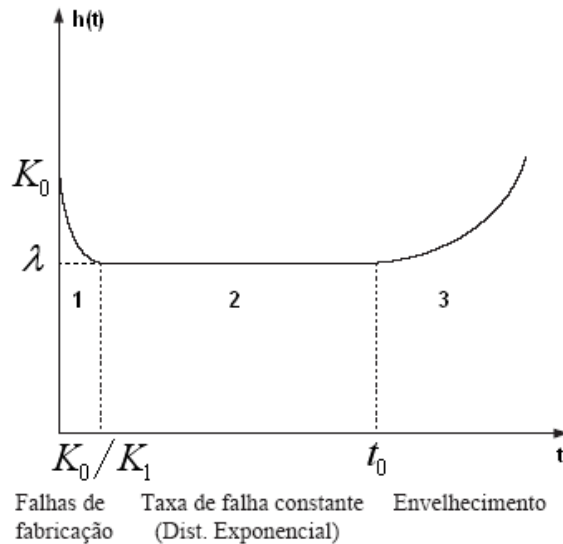


Figura 2.9: Curva de Risco Típica “Curva da banheira”.

Observa-se nitidamente na Figura 2.9 a existência de três regiões distintas. Na primeira delas nota-se que os valores de $h(t)$ são bem altos, decrescendo em seguida. Isto se deve ao fato que muitos elementos apresentam defeitos logo que postos em funcionamento, oriundos de projetos inadequados ou deficiências de fabricação.

O segundo período é conhecido como funcionamento normal, caracterizado por um valor aproximadamente constante de falhas. Nesta região as falhas só ocorrem devido ao acaso, sendo somente onde se pode aplicar a distribuição exponencial.

O terceiro período é o envelhecimento. Nele os fenômenos físicos e químicos provocam a degradação da qualidade do elemento. Observa-se um rápido crescimento da taxa de falhas com o tempo.

A classificação apresentada acima não pode ser encarada de maneira geral, pois existem componentes que possuem um período inicial nulo, por exemplo aqueles onde um rigoroso controle eliminou todos os elementos defeituosos. Por outro lado, uma manutenção freqüente e adequada pode possibilitar um elemento permanecer muito tempo na sua faixa de vida útil, o que normalmente acontece com muitos componentes de um sistema de potência elétrica.

2.4 Confiabilidade de Sistemas de Potência

Um dos principais objetivos do planejamento e operação de sistemas de potência é atingir um certo grau de confiabilidade no suprimento de energia elétrica aos consumidores. A fim de atingir este objetivo, planos de investimento e estratégias de operação precisam prever a possibilidade de ocorrência de falhas dos componentes e outros distúrbios no sistema, para estimar se a qualidade e continuidade do suprimento, medidas por vários índices de confiabilidade, permanecerão dentro de níveis satisfatórios.

A análise da confiabilidade pode ser de forma determinística ou probabilística. Historicamente as técnicas determinísticas são mais utilizadas, embora atualmente tem-se discutido com frequência a necessidade de métodos probabilísticos que sejam capazes de reproduzir o comportamento estocástico dos fatores que influenciam a confiabilidade do sistema [64].

A análise determinística consiste na avaliação de situações críticas, selecionadas através do conhecimento prévio do sistema. Existem vários critérios para a avaliação dessas situações, por exemplo, o mais utilizado é o N-1, onde vários casos críticos são selecionados e em cada um deles um dos componentes do sistema é representado como em estado de falha. A seguir, o desempenho do sistema quanto aos níveis de adequação pré-estabelecidos é avaliado. Estes níveis normalmente referem-se ao suprimento da demanda, aos níveis de tensão e à capacidade dos componentes do sistema.

A análise probabilística é capaz de representar a natureza aleatória de sistemas elétricos, considerando um grande conjunto de situações críticas e de chances de ocorrência. Nesta análise a falha dos componentes é representada através das suas probabilidades de ocorrência. Os resultados obtidos fornecem o comportamento médio ou esperado do sistema, através da combinação das probabilidades de ocorrência das situações críticas e de suas conseqüências para o sistema. A avaliação do desempenho do sistema é feita através da fixação de níveis de risco de confiabilidade.

2.4.1 Níveis Hierárquicos

Um sistema de potência pode ser dividido em três zonas funcionais para fins de planejamento, operação e análise: geração, transmissão e distribuição. Essas zonas funcionais podem ser combinadas para formar os níveis hierárquicos que são usados nos estudos de confiabilidade. O nível hierárquico 1 (NH1) refere-se à avaliação da confiabilidade do sistema de geração, o nível hierárquico 2 (NH2) refere-se à avaliação da confiabilidade composta dos sistemas de geração e transmissão, enquanto o nível hierárquico 3 (NH3) refere-se à avaliação do sistema completo, incluindo também o sistema de distribuição. A Figura 2.10 mostra um diagrama esquemático dos níveis hierárquicos.

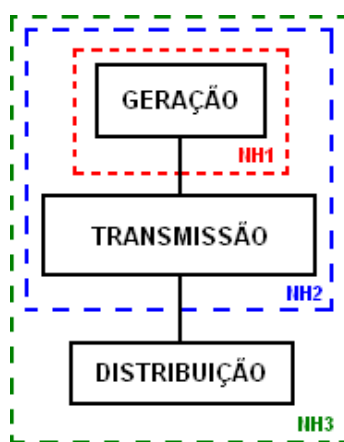


Figura 2.10: Níveis hierárquicos utilizados em estudos de confiabilidade.

Na avaliação de confiabilidade de geração (NH1), toda a carga e toda a geração são concentradas em uma única barra e as limitações da rede de transmissão são ignoradas.

Na avaliação de confiabilidade de sistemas compostos geração-transmissão ou simplesmente confiabilidade composta (NH2) o sistema de transmissão é incluído e são analisados os efeitos de falhas de geração, transmissão e composição de ambas. A avaliação da confiabilidade composta é muito mais trabalhosa do que somente a de geração, pois a inclusão da rede de transmissão aumenta sobremaneira o número de variáveis aleatórias envolvidas e a complexidade da avaliação do desempenho dos estados do sistema.

Estudos do NH3 não são normalmente executados diretamente devido a elevada dimensão do problema em um sistema real. A avaliação da confiabilidade do sistema

de distribuição tem sido normalmente desenvolvida separadamente dos sistemas de geração e transmissão.

2.4.2 Índices de Confiabilidade Composta (NH2)

Os índices de confiabilidade podem ser calculados a nível de barras ou de sistema. As barras ou nós da rede elétrica são pontos de interconexão de elementos da rede. Em geral, correspondem a estações geradoras, subestações ou pontos de consumo. Os índices de barras fornecem uma indicação dos efeitos nas barras individuais, e os índices do sistema fornecem a avaliação da adequação do sistema como um todo. Tanto os índices de barra como os de sistema podem ser classificados como índices anualizados e anuais. Índices anualizados são calculados considerando um único nível de carga e expresso numa base anual. Índices anuais são calculados considerando a variação detalhada da carga ao longo do ano, fornecendo uma avaliação realista do sistema.

A maioria dos índices de confiabilidade são valores esperados de uma variável aleatória e, em alguns casos, suas distribuições de probabilidade podem ser calculadas. Valores esperados não são parâmetros determinísticos e sim uma média a longo prazo do fenômeno em análise. Os índices básicos na avaliação da confiabilidade de sistemas compostos (NH2) são [65]:

1. LOLP (Loss of Load Probability) - Probabilidade de perda de carga.

$$LOLP = \sum_{i \in S} p_i \quad (2.43)$$

onde p_i é a probabilidade do estado i do sistema e S o conjunto de todos os estados do sistema associados com corte de carga.

2. LOLE (Loss of Load Expectation) - Número esperado de horas de déficit de potência.

$$LOLE = T \sum_{i \in S} p_i \quad (2.44)$$

A LOLE é o número de horas médio em um dado período T (normalmente um ano) no qual espera-se que o pico de carga horário exceda a capacidade de geração disponível. Se o período T considerado for um ano ($T=8760$ hs), a LOLE é dada

em [horas/ano] e corresponde a:

$$LOLE = 8760 \times LOLP \quad (2.45)$$

3. LOLF (Loss of Load Frequency) - frequência de perda de carga [ocorrências/ano].

$$LOLF = \sum_{i \in S} (F_i - f_i) \quad (2.46)$$

onde F_i é a frequência de saída do estado i do sistema e f_i é a porção de F_i que corresponde a não ultrapassar a barreira entre o conjunto de estados com perda de carga e o conjunto de estados sem perda de carga. A frequência do i -ésimo estado F_i pode ser calculada como:

$$F_i = p_i \sum_{j \in M} \lambda_j \quad (2.47)$$

onde λ_j é a taxa de saída associada ao estado do j -ésimo componente no estado i do sistema e M é o conjunto de todos os componentes do sistema.

4. LOLD (Loss of Load Duration) - Duração média de perda de carga [horas]

$$LOLD = \frac{8760 \times LOLP}{LOLF} = \frac{LOLE}{LOLF} \quad (2.48)$$

5. EPNS (Expected Power Not Supplied) - Valor esperado de potência não suprida [MWh]

$$EPNS = \sum_{i \in S} C_i p_i \quad (2.49)$$

onde C_i é o corte de carga no estado i do sistema.

6. EENS (Expected Energy Not Supplied) - Valor esperado da energia não suprida [MWh]

$$EENS = \sum_{i \in S} C_i F_i D_i = 8760 \times \sum_{i \in S} C_i p_i \quad (2.50)$$

onde D_i é a duração de estado i do sistema. Ou seja:

$$EENS = 8760 \times EPNS \quad (2.51)$$

7. IS - Índice de Severidade [minutos do sistema]

$$IS = \frac{60 \times EENS}{L} \quad (2.52)$$

onde L é o pico de carga anual do sistema em MW. Este índice pode ser interpretado como a duração equivalente (em minutos) da perda de toda a carga do sistema sob condições de pico de carga.

8. ICE - Índice de Confiabilidade de Energia

O valor complementar da energia não suprida, isto é, a energia realmente suprida pode ser dividida pela energia total demandada para fornecer um índice normalizado. Este índice é utilizado para comparar a adequação de sistemas que diferem consideravelmente.

$$ICE = 1 - \frac{EPNS}{L} \quad (2.53)$$

2.4.3 Confiabilidade de Sistemas de Distribuição

Até os anos 80 os sistemas de distribuição receberam menos atenção nas modelagens para avaliação da confiabilidade do que sistemas de geração e transmissão. As principais razões estão nos altos custos envolvidos nestes últimos e as grandes proporções das conseqüências de falhas de geração e transmissão. Sistemas de distribuição são relativamente baratos e suas falhas tem efeito localizado. Por outro lado, a análise estatística mostra que a maioria das interrupções aos consumidores é devido a falhas no sistema de distribuição. A necessidade de avaliação quantitativa da confiabilidade de sistemas de distribuição é reconhecida em todo o mundo. As técnicas de avaliação da confiabilidade da distribuição iniciais eram baseadas no método clássico de sistemas série - paralelo, com nenhuma ou pouca modificação. As técnicas necessárias para analisar sistemas de distribuição dependem do tipo do sistema que está sendo analisado (radial ou malhado) e do grau de profundidade da análise. As técnicas básicas utilizadas para sistemas radiais, que na verdade se constituem na maioria dos sistemas de distribuição, serão apresentadas a seguir.

2.4.3.1 Índices de Confiabilidade de Sistemas de Distribuição

Um sistema radial é composto por um conjunto de componentes em série (alimentadores, ramais, equipamentos de proteção e manobra, barramentos, etc...). Um consumidor conectado a um ponto de carga requer que todos os componentes entre ele e os pontos de suprimento (subestações de distribuição), estejam operando. Os

três índices básicos de confiabilidade para sistemas radiais, calculados para os pontos de carga (L) a partir dos parâmetros dos componentes (i) que precisam estar operando para que a carga seja atendida, são [65]:

- (1) Taxa de Falha do ponto de carga L - λ_L [interrupções/ano]:

$$\lambda_L = \sum_i \lambda_i \quad (2.54)$$

onde:

λ_i - taxa de falha do componente i ;

- (2) Tempo médio de indisponibilidade anual do ponto de carga L - U_L [horas/ano]:

$$U_L = \sum_i U_i = \sum_i \lambda_i r_i \quad (2.55)$$

Onde:

r_i - Tempo médio de indisponibilidade do componente i [h], também chamado de tempo médio de reparo ou duração média de falha;

U_i - Tempo médio de indisponibilidade anual do componente i [h/ano].

- (3) Tempo médio de indisponibilidade (tempo médio de reparo ou duração média de falha) do ponto de carga L - r_L [horas]:

$$r_L = \frac{U_L}{\lambda_L} = \frac{\sum_i \lambda_i r_i}{\sum_i \lambda_i} \quad (2.56)$$

Esses parâmetros se baseiam na hipótese de que as falhas dos componentes são eventos independentes. No Brasil, os índices individuais de ponto de carga λ_L e U_L são equivalentes a uma estimativa dos índices estatísticos FIC - Freqüência de Interrupção por Unidade Consumidora e DIC - Duração de Interrupção por Unidade Consumidora [4], respectivamente.

Assim, os três índices básicos de sistemas de distribuição são os índices associados aos pontos de carga:

- (1) Taxa de Falha (λ_L) \Rightarrow FIC - Freqüência Individual de Corte;
- (2) Tempo médio de indisponibilidade anual (U_L) \Rightarrow DIC - Duração Individuais de Corte;

(3) Duração média de falha (r_L);

Deve-se observar que estes índices não são determinísticos, mas sim valores esperados ou média da distribuição de probabilidade de falha associada ao processo. A fim de refletir a severidade e a importância das falhas do sistema, índices adicionais são freqüentemente avaliados, podendo ser orientados ao consumidor ou a potência/energia. Os principais índices calculados são:

a) Índices Orientados ao Consumidor

- SAIFI - System Average Interruption Frequency Index. No Brasil este índice é chamado de FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora [Interrupções/ano] [4].

$$FEC = \frac{\sum_i \lambda_i N_i}{\sum_i N_i} \quad (2.57)$$

onde:

λ_i - taxa de falha do componente i ;

N_i - número de consumidores conectados ao ponto de carga i .

- SAIDI - System Average Interruption Duration Index. No Brasil este índice é chamado de DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora [horas/ano] [4].

$$DEC = \frac{\sum_i U_i N_i}{\sum_i N_i} \quad (2.58)$$

onde: U_i - Tempo médio de indisponibilidade anual do componente i .

- DMIC = Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora em um determinado ano (horas). De acordo com [4] cada vez que este índice ultrapassar um valor padrão, definido como DMIC_p, haverá a aplicação de uma penalidade a concessionária. Esta penalidade se dará através de uma compensação ao consumidor, cujo valor deve ser creditado na fatura de energia elétrica no mês subsequente à apuração. O valor da compensação é dado pela equação 2.59.

$$Valor = \left(\frac{DMIC_v}{DMIC_p} - 1 \right) DMIC_p \times \frac{CM}{730} \times kei \quad (2.59)$$

onde:

DMIC_v - Duração Máxima de Interrupção Contínua, verificada no período considerado, expresso em horas e centésimos de hora;

DMIC_p - Padrão de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de Duração Máxima de Interrupção Contínua, expresso em horas;

CM - Média aritmética dos valores líquidos das faturas de energia elétrica ou dos encargos de uso dos sistemas de distribuição correspondentes aos meses do período de apuração do indicador;

730 - Número médio de horas no mês; e

kei = Coeficiente de majoração, que variará de 10 a 50, para consumidor cativo, e cujo valor, fixado em 10 (dez), poderá ser alterado pela ANEEL a cada revisão periódica das tarifas.

b) Índices Orientados a Energia

- ENS - Energy Not Supplied [kWh/ano]

$$ENS = \sum L_i U_i \quad (2.60)$$

onde, L_i é a carga média no ponto de carga i e U_i é a indisponibilidade média do ponto de carga i .

- AENS - Average Energy Not Supplied [kWh/ano]

$$AENS = \frac{ENS}{\sum_i N_i} \quad (2.61)$$

- CENS - Custo da Energia não Suprida pelo Sistema [R\$/ano]

$$CENS = \sum L_i U_i R_{\$KW_h} \quad (2.62)$$

onde $R_{\$KW_h}$ é o custo da interrupção de energia do ponto de carga i .

Os índices de confiabilidade podem ser calculados para avaliar a confiabilidade pretérita (desempenho passado) ou a confiabilidade preditiva (esperada no futuro) do sistema.

(1) Confiabilidade Pretérita

Avalia o desempenho passado do sistema de forma a determinar os índices,

comparando com metas pré-estabelecidas. Para esta análise é necessário o conhecimento do histórico de ocorrências do sistema com as seguintes informações por ocorrência:

- Pontos de carga afetados;
- Número de consumidores afetados (N_c);
- Duração da interrupção (d)
- Energia não suprida (Ld)

Calculando assim, os seguintes índices:

- Índices de pontos de carga
 - FIC - número de vezes que o ponto de carga foi afetado;
 - DIC - somatório das durações das interrupções no ponto de carga ($\sum d$);
- Índices de conjunto
 - $FEC = \frac{\sum N_c}{\sum N}$ [interrupções/consumidor];
 - $DEC = \frac{\sum N_c d}{\sum N}$ [horas/consumidor]
 - $ENS = \sum Ld$ [kWh];
 - $AENS = \frac{ENS}{\sum N}$ [kWh/consumidor];
 - onde N - número total de consumidores.

(2) Confiabilidade Preditiva

Esta é utilizada para avaliação da confiabilidade futura. É muito usada pelo planejamento para definir mudanças na rede de forma a melhorar a confiabilidade. Pode-se citar, como por exemplo, a localização da posição de novos religadores de forma a melhorar a confiabilidade. Para esta análise são necessários os seguintes dados dos componentes da rede:

- taxas de falha (λ);
- tempo médio de reparo (r);
- tempo de manobra dos dispositivos de manobra.

A seguir são utilizadas as equações 2.57 à 2.60 para calcular os índices para os pontos de carga e para o sistema.

2.4.3.2 Método Analítico de Cálculo dos Índices (MA)

Os sistemas de distribuição de Média Tensão, em geral, possuem uma topologia radial constituída de um alimentador principal e vários alimentadores laterais. Em alguns casos, apresentam topologia malhada, mas são operados de modo radial através de chaves de interligação normalmente abertas. Essa forma de operação facilita a avaliação da confiabilidade desse tipo de rede. O método usual para avaliação da confiabilidade é baseada na análise dos modos de falha e respectivos efeitos na confiabilidade, utilizando as equações analíticas básicas de cálculo de índices de confiabilidade em sistemas com elementos conectados em série. Adicionalmente, dispositivos de proteção e manobra são considerados no sistema com o objetivo de melhorar a confiabilidade do mesmo.

Considere o sistema mostrado na Figura 2.11, retirado de [65], cujos dados de carga e índices básicos dos trechos do alimentador estão apresentados nas Tabelas 2.1 e 2.2, onde: D1, D2 e D3 são chaves seccionadoras com tempo de manobra de 0,5 h; F1, F2, F3 e F4 são chaves fusíveis; S é o disjuntor do alimentador.

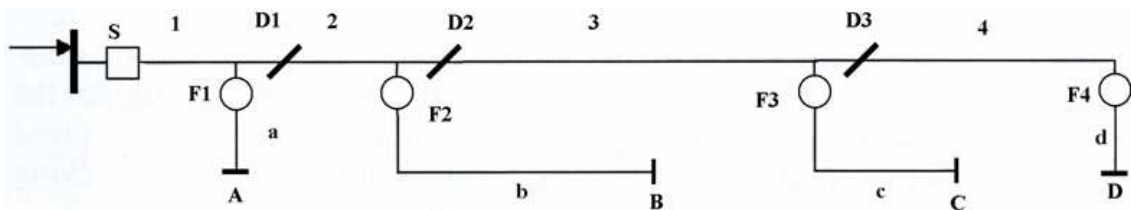


Figura 2.11: Sistema Radial com 4 Pontos de Carga.

Tabela 2.1: Dados de Confiabilidade

Componente	Taxa de Falha (Int/ano)	Tempo de Reparo (h)
principal		
1	0,2	4
2	0,1	4
3	0,3	4
4	0,2	4
lateral		
a	0,2	2
b	0,6	2
c	0,4	2
d	0,2	2

Tabela 2.2: Dados de Carregamento

Ponto de Carga	Numero de Consumidores	Carga Total Conectada (kW)
A	2000	2500
B	1600	2000
C	1200	1500
D	1200	1500

Nessas condições, os índices de confiabilidade dos pontos de carga, equações 4.2 à 4.3, são mostrados na Tabela 2.3.

Tabela 2.3: Índices de Confiabilidade para o Sistema da Figura 2.11

Falha	Ponto A			Ponto B			Ponto C			Ponto D		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
Principal												
1	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8
2	0,1	0,5	0,05	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4
3	0,3	0,5	0,15	0,3	0,5	0,15	0,3	4	1,2	0,3	4	1,2
4	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,10	0,2	0,5	0,1	0,2	4	0,8
lateral												
a	0,2	2	0,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b	-	-	-	0,6	2	1,2	-	-	-	-	-	-
c	-	-	-	-	-	-	0,4	2	0,8	-	-	-
d	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,2	4	0,4
Total	1,0	1,5	1,5	1,4	1,89	2,65	1,2	2,75	3,3	1,0	3,6	3,6

Com base nos resultados acima, os seguintes índices podem ser calculados:

$$FEC = \frac{\sum \lambda_L N}{\sum N} = \frac{1,0 \times 2000 + 1,4 \times 1600 + 1,2 \times 1200 + 1,0 \times 1200}{6000} = 1,15 \text{ (int./cons-ano)}$$

$$DEC = \frac{\sum U_L N}{\sum N} = \frac{1,5 \times 2000 + 2,65 \times 1600 + 3,3 \times 1200 + 3,6 \times 1200}{6000} = 2,59 \text{ (h/cons-ano)}$$

$$ASUI = \frac{\sum U_L N}{8760 \sum N} = \frac{DEC}{8760} = 0,00029528$$

$$ASAI = 1 - ASUI = 0,9997$$

$$ENS = \sum LU_L = 2500 \times 1,5 + 2000 \times 2,65 + 1500 \times 3,3 + 1500 \times 3,6 = 19400 \text{ kWh}$$

$$AENS = \frac{ENS}{\sum N} = \frac{19400}{6000} = 3,23 \text{ kWh/consumidor - ano}$$

2.4.3.3 Método de Simulação Monte Carlo para Cálculo dos Índices

A avaliação da confiabilidade usando Simulação Monte Carlo (SMC) consiste na determinação de vários índices de confiabilidade, baseado no modelo estocástico de operação do sistema. De uma forma geral, o problema pode ser dividido em três funções principais: amostragem dos estados do sistema, análise da adequação dos estados amostrados e cálculo dos índices de confiabilidade.

Os índices de confiabilidade podem ser obtidos utilizando-se duas representações distintas: espaço de estados e representação cronológica. Essas representações influem no método de amostragem dos estados e no cálculo dos índices de confiabilidade. A análise da adequação dos estados amostrados pode ser feita da mesma forma para as duas representações.

Uma das abordagens para a representação por espaço de estados é a utilização da SMC não-seqüencial, também chamada de SMC por amostragem de estados. Na SMC não-seqüencial, o espaço de estados do sistema é amostrado de maneira aleatória, baseado na distribuição de probabilidade dos estados operativos dos componentes. As amostras correspondem a “fotografia” dos estados das variáveis aleatórias do sistema.

Na representação cronológica, os estados do sistema são amostrados seqüencialmente no tempo. Uma forma de implementação da representação cronológica é a utilização da SMC seqüencial. Na SMC seqüencial, o processo estocástico de operação do sistema é simulado pela amostragem de seqüências de estados operativos do sistema baseado na distribuição de probabilidade da duração dos estados dos componentes.

Vários trabalhos foram realizados utilizando SMC para determinar os índices de confiabilidade de Sistemas de distribuição, dentre eles podemos citar [36, 37, 38, 39, 53, 40], que em sua totalidade usam a SMC Seqüencial.

De acordo com [66], o nível de precisão ou grau de incerteza da SMC pode ser expresso pelo coeficiente de variação, o qual é definido a seguir.

Sejam Q um índice que representa a indisponibilidade do sistema e x_i que representa a variável de estado do sistema, valendo 0 se o sistema está operando e 1 se o sistema está falhado.

O valor esperado da indisponibilidade do sistema (\bar{Q}) é dado pela equação 2.63.

$$\bar{Q} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (2.63)$$

onde N é o números de estados amostrados.

A dispersão das amostras pode ser determinada pela variância ($V(x)$) que é dada pela equação 2.64.

$$V(x) = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{Q})^2 \quad (2.64)$$

Se o tamanho da amostra for muito grande, a equação 2.64 pode ser aproximada pela equação 2.65.

$$V(x) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{Q})^2 \quad (2.65)$$

A incerteza ao redor da estimativa pode ser medida pela variância da variável de estado conforme mostra a equação 2.66.

$$V(\bar{Q}) = \frac{1}{N} V(x) \quad (2.66)$$

Assim, o nível da precisão da SMC pode ser expresso pelo coeficiente de variação α , que é definido como a relação entre o desvio padrão e o valor esperado do índice, dado pela equação 2.67.

$$\alpha = \frac{\sqrt{V(\bar{Q})}}{\bar{Q}} \quad (2.67)$$

Na SMC o coeficiente de variação é utilizado como critério de parada da simulação [66, 40]. Na prática é usual adotar-se o valor de 5% como limite para o coeficiente de variação .

2.4.3.4 Regulamentação

No Brasil os índices de confiabilidade são regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a qual estabelece as disposições de continuidade de distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras através da Resolução N°

24 [4], criando penalidades por violação destes padrões de continuidade. As Tabela 2.4 e 2.5 mostram os valores máximos dos índices de confiabilidade individuais para unidades consumidoras não urbanas e urbanas, em função das metas estabelecidas para os índices de sistema (FEC e DEC).

Tabela 2.4: Metas Anuais Estipuladas pela ANEEL - áreas não-urbanas.

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora					
	Unidades Consumidores com Tensão Nominal ≤ 1 kV situadas em áreas não-urbanas					
	DIC (horas)			FIC (interrupções)		
	Annual	Trim.	Mensal	Annual	Trim.	Mensal
0 - 10	80	24	27	40	20	13
> 10 - 20	85	43	29	50	25	17
> 20 - 30	90	45	30	60	30	20
> 30 - 45	100	48	33	75	38	25
> 45	108	54	36	87	44	29

Tabela 2.5: Metas Anuais Estipuladas pela ANEEL - áreas urbanas.

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora					
	Unidades Consumidores com Tensão Nominal ≤ 1 kV situadas em áreas urbanas					
	DIC (horas)			FIC (interrupções)		
	Annual	Trim.	Mensal	Annual	Trim.	Mensal
0 - 10	40	20	13	25	13	8
> 10 - 20	50	25	17	30	15	10
> 20 - 30	55	28	19	35	18	12
> 30 - 45	65	32	22	40	20	13
> 45	72	36	24	58	29	20

Com relação ao padrão do indicador DMIC deverá corresponder a 50% (cinquenta por cento) do padrão mensal do indicador DIC [4].

CAPÍTULO 3

Geração Distribuída

3.1 Introdução

A geração distribuída (GD) está relacionada com a utilização de pequenas unidades geradoras instaladas em pontos estratégicos do sistema elétrico e, principalmente, próximos a centros de consumo. Existem diversas definições relacionadas ao conceito de GD, como mostrado em [67]. Segundo [68], por exemplo, a GD pode ser definida como uma fonte de geração conectada diretamente na rede de distribuição ou ao consumidor. A potência instalada, nesta definição, não é considerada relevante para sua caracterização mas, neste mesmo trabalho, a GD é dividida em função da potência em Micro (até 5 kW), Pequena (de 5kW a 5 MW), Média (de 5 MW a 50 MW) e Grande (de 50 MW a 300 MW), valores considerados a realidade americana. De acordo com [69, 70, 71, 72], em geral se considera como GD qualquer fonte geradora com produção destinada, em sua maior parte, a cargas locais ou próximas, alimentadas sem necessidade de transporte da energia através da rede de transmissão, caracterizando um sistema de geração descentralizada. São incluídas na categoria de GD pequenas centrais elétricas de qualquer natureza (hidrelétricas, eólicas, térmicas, fotovoltaicas, etc) sem restrição de qual seja o proprietário (produtor independente ou concessionária), podendo operar na base, na ponta ou em ambas as situações [69]. As novas tecnologias aplicadas em GD de menor porte (10MW ou

menos) compreendem pequenas turbinas a gás, microturbinas, células combustíveis, pequenos geradores eólicos, energia solar, etc. O conceito de GD pode ser interpretado num sentido mais amplo de “fontes de energia distribuída”, abrangendo nela também:

- a) co-geração: produção simultânea de energia térmica (para fornecer calor ao processo industrial) e de energia elétrica, a partir de combustíveis;
- b) frio/calor distrital: produção simultânea, para distribuição comercial, de água gelada ou quente ou vapor: para resfriamento ou aquecimento - e energia elétrica;
- c) geração com resíduos combustíveis: por terem baixa densidade energética, têm que ser usados localmente (palha de arroz, resíduos da cana, gases de alto-forno e de aterros de lixo etc.);
- d) fontes energéticas “virtuais”: uso de geradores de emergência para a geração normal; disponibilização de energia já contratada que não venha a ser usada durante certo período (p.ex. numa indústria por motivo de férias coletivas antecipadas);
- e) armazenamento de energia elétrica nas diversas formas possíveis - inclusive mediante usinas hidrelétricas reversíveis - para posterior reinjeção na rede.

A Figura 3.1 mostra diversos pontos com GD em um sistema hipotético.

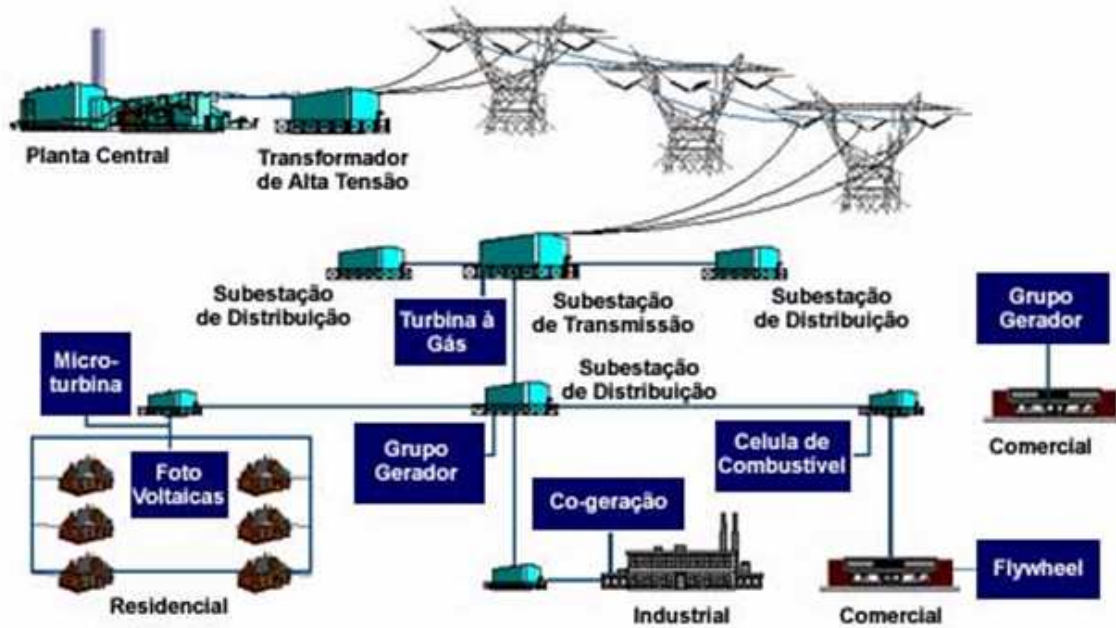


Figura 3.1: Esquema com diversos pontos com diferentes tipos de Geração.

3.2 Desenvolvimento no Brasil

Conforme descrito em [73], o sistema elétrico no Brasil desenvolveu-se em larga escala no período do pós-guerra, dispoindo nos anos 80 de duas redes interconectadas: a maior delas cobria o Sudeste e a de menor dimensão a região Nordeste do país. A disponibilidade da energia, proveniente das hidrelétricas, no sistema a custos relativamente baixos (menos de US\$45/MWh) tornou praticamente residual a participação das termoeletricas no abastecimento elétrico do sistema interligado, e deste modo cerca de 90% do consumo elétrico brasileiro é atendido com base na geração de origem hidráulica [74].

Desta forma não surpreende que a co-geração associada à autoprodução de energia tenha declinado pronunciadamente, seguindo a mesma tendência observada nos países industrializados. No começo da década de 90, apenas algumas indústrias (açúcar e álcool, papel e celulose, química e termoquímica e siderurgia) usavam a GD, sob a forma de co-geração, para suprir suas necessidades de calor e eletricidade. O caso mais notável é o da indústria açucareira, onde o bagaço de cana é subproduto do processo industrial. Com maior destaque no estado de São Paulo, existe hoje mais de uma centena de consumidores com capacidade própria de gera-

ção, totalizando mais de 800MW instalados [74]. Entretanto, de alguns anos para cá, de forma similar aos países desenvolvidos, também no Brasil surgiram tendências para o incremento da geração de eletricidade de forma distribuída, decorrente das seguintes causas:

- Forte propensão de aumento das tarifas de eletricidade, considerando o aumento da participação da geração termoeétrica na matriz energética brasileira e, a necessidade de importação de equipamentos e a tarifa do gás em dólares.
- A disposição, por parte dos consumidores, de reduzir o custo do suprimento de energia elétrica e de melhorar a confiabilidade desse suprimento, face ao aumento dos preços aplicados pelas concessionárias e às deficiências de geração e transmissão. Em particular, o custo de geração com os geradores de emergência, em certos casos, mais econômico para o atendimento da ponta por geração local do que pela concessionária.
- A reestruturação institucional do setor elétrico, com a criação das figuras do consumidor livre e do comercializador de energia; oportunidade de livre acesso de produtores independentes e consumidores livres ao sistema de transmissão, pelas novas regras estabelecidas pela ANEEL [2]; legalização da venda de energia elétrica ao mercado por produtores independentes e autoprodutores.
- Disponibilidade do gás natural para geração, em virtude do aumento da oferta tanto de origem nacional como externa, da construção de gasodutos para transporte e do desenvolvimento das redes de distribuição.
- Conscientização dos problemas ambientais, promovendo soluções que tendam a reduzir os impactos ambientais da geração, dentre as quais as que permitem melhor aproveitamento da energia proveniente de combustíveis fósseis ou renováveis.
- Aperfeiçoamento de tecnologias que tornaram competitivas novas fontes e novos processos de geração de energia.
- Progresso da tecnologia eletrônica e conseqüente redução nos custos de sistemas de controle, de processamento e de transmissão de dados, viabilizando a operação de sistemas elétricos cada vez mais complexos.

É neste novo cenário energético que aparece um espaço para a GD, sobretudo em sistemas de co-geração e produção independente. O setor elétrico brasileiro vem passando por um período natural de ajustes, e ainda há uma série de problemas que terão que ser resolvidos, mas já se pode constatar que o mercado hoje se encontra mais competitivo, onde a busca de soluções regionais e eficientes como a GD, é de fundamental importância para equacionamento de questões de custo e qualidade de suprimento de energia elétrica por parte do consumidor, das concessionárias e demais participantes deste novo mercado.

3.3 Tecnologias

A seguir apresenta-se um pequeno resumo das principais tecnologias de GD disponíveis ou em desenvolvimento.

3.3.1 Motores Alternativos de Combustão Interna (MACI)

Embora muitas vezes designados como motores de combustão interna, esta denominação não é a mais adequada tendo em vista que as turbinas a gás também são motores de combustão interna, porém rotativas. Dessa forma, a denominação mais exata seria motores de combustão interna alternativos. São amplamente utilizados e constituem a mais desenvolvida, tecnicamente, de todas as tecnologias de geração de energia distribuída. eles estão disponíveis desde pequenas capacidades (por exemplo, 5 kW para geração de energia de back-up residencial) até motores de grande porte (potência de 30MW ou maior). Quando empregados como sistemas estacionários, geralmente utilizam como combustível o gás natural, o gás liquefeito de petróleo (GLP) ou o óleo diesel. A Figura 3.2 apresenta uma unidade de geração e a Tabela 3.1 apresenta alguns dados gerais [73].

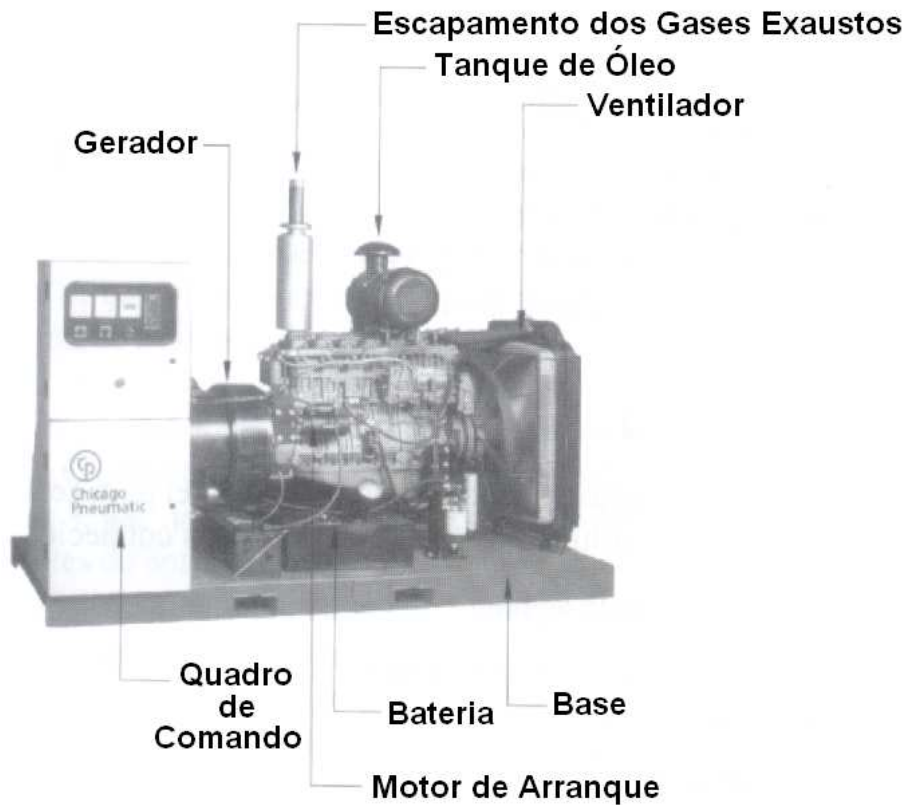


Figura 3.2: Unidade de geração (grupo gerador) de pequeno porte

Tabela 3.1: Visão Geral dos Motores Alternativos de Combustão Interna

Faixa de capacidade	5 kW a 30 MW ou maiores
Combustíveis	Gás Natural, Óleo diesel, gás de aterro sanitário, etc.
Eficiência	25 a 45%
Emissão de poluentes	Pode necessitar de controle das emissões para NO_x e CO
Outras características	Adequação aos sistemas de co-geração (a eficiência pode ultrapassar 80%)
Status comercial	Produto amplamente disponível

Basicamente, um MACI é um motor que converte a energia química contida no combustível em potência mecânica, por meio do conjunto biela-manivela (responsável por transformar o movimento alternativo do pistão em rotativo), que é empregado para rotacionar o eixo do motor, que por sua vez é acoplado a um gerador elétrico, a fim de converter este movimento em potência elétrica.

Os MACI podem ser classificados em dois grupos principais: os motores de

ignição por centelha, ou motores Otto, e os de ignição por compressão, ou motores diesel.

Nos de ignição por centelha, uma faísca é introduzida no cilindro (através de uma vela) ao término de curso de compressão, provocando a combustão. Geralmente utilizam como combustível hidrocarbonetos líquidos de elevado poder calórico, e que se evaporam facilmente, como a gasolina e o etanol, ou combustíveis gasosos, como gás natural e o gás liqüefeito de petróleo.

Nos motores de ignição por compressão, a mistura ar-combustível entra em combustão espontânea devido à elevada temperatura atingida durante a compressão. Os combustíveis empregados nestes motores, geralmente, são hidrocarbonetos líquidos de características inferiores aos utilizados nos motores de ciclo Otto, menos voláteis e com pesos específicos superiores, como é o caso do diesel.

3.3.1.1 Aplicações

Os motores alternativos são a tecnologia mais amplamente empregada em GD. Além da possibilidade de recuperação de grandes parcelas de calor nos sistemas de co-geração, os seguintes fatores contribuem para o crescente interesse na utilização dos motores alternativos para co-geração:

- A grande disponibilidade de motores com funcionamento seguro e eficiente, em uma ampla faixa de capacidades.
- A disponibilidade de combustíveis de boa qualidade a preços atrativos, como é o caso do gás natural e do GLP.
- O aperfeiçoamento dos reguladores de eletricidade que asseguram a geração de eletricidade na frequência desejada.
- A utilização dos grupos geradores para o fornecimento de energia de back-up em aplicações residenciais, comerciais e industriais.
- A utilização em geração na base (base load), no pico (peak-shaving), como suporte de rede (grid support) e geração isolada (stand alone).

3.3.1.2 Desempenho e custos

Os motores alternativos apresentam eficiência que variam de 25% a 45%. Em geral, os motores Diesel são mais eficientes que os acionados a gás pois eles operam com taxa de compressão mais alta.

O custo específico de investimento de um grupo gerador típico a gás situa-se entre US\$300 e US\$900/kW, dependendo da capacidade, tipo de combustível e tipo de motor. Já custo total de instalação pode ser de 50 a 100% maior do que o custo próprio do motor. Estes incluem os equipamentos auxiliares, taxas de instalação, engenharia e outros custos próprios. Os custos de manutenção para motores a gás situam-se entre US\$0,007 e US\$0.015/kWh e para os motores diesel entre US\$0,005 e US\$0,010/kWh nas condições americanas [75].

A Tabela 3.2 apresenta algumas vantagens e desvantagens da utilização de motores alternativos.

Tabela 3.2: Vantagens e Desvantagens dos Motores Alternativos

Vantagens	Desvantagens
Baixo custo de investimento	Maiores emissões atmosféricas
Elevada eficiência elétrica (45%)	Ruído
Partida rápida	Freqüentes intervalos de manutenção
Flexibilidade de combustível	
Alta confiabilidade	
Baixa pressão do gás é requerida	

3.3.2 Microturbinas a Gás

Turbinas de dezenas de MW já estão consolidadas, mas no caso da GD, o foco está em microturbinas. Microturbinas é a designação que se dá às turbinas a gás que produzem potência elétrica entre 25kW e 300kW, para algumas referências, e até 500kW para outras. são derivadas de turbo alimentação de caminhões ou de pequenas turbinas de sistemas auxiliares de aviação. As microturbinas não representam uma nova tecnologia, pois é possível encontrar pesquisas sobre estas pequenas máquinas desde 1970, quando a indústria automobilística visualizou a possibilidade de sua utilização em substituição aos tradicionais MACI.

A Tabela 3.3 apresenta as principais características das microturbinas [73], en-

quanto as Figuras 3.3 e 3.4 mostram uma microturbina a gás natural de 30 kW.

Tabela 3.3: Visão Geral dos Motores Alternativos de Combustão Interna

Faixa de capacidade	25 a 500 kW
Combustíveis	Gás Natural, GLP (ou propano), hidrogênio, diesel, etc
Eficiência	20 a 30% (com recuperador de calor)
Emissão de poluentes	Baixa (<9-50 ppm) NO _x
Outras características	Co-geração (água entre 50 e 80°C com recuperador)
Status comercial	Produção de pequenos volumes

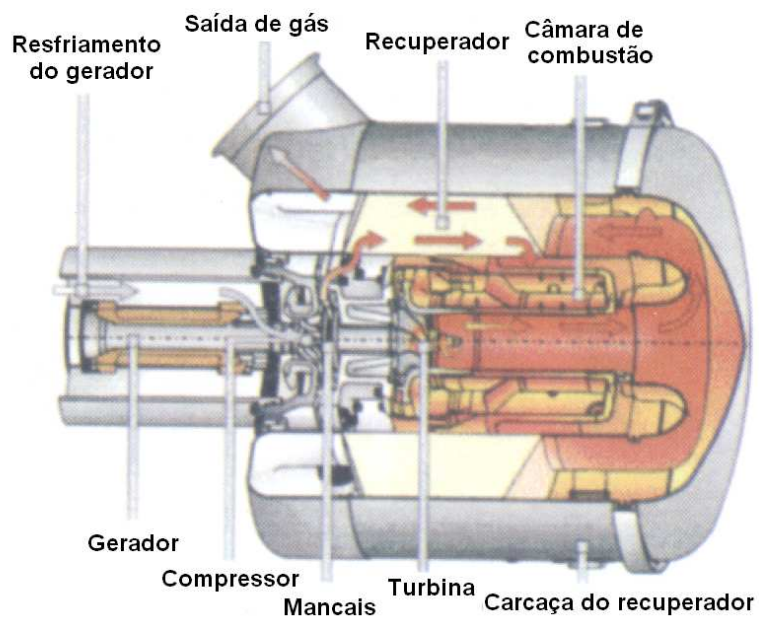


Figura 3.3: Vista em corte de uma turbina Capstone com recuperador de calor



Figura 3.4: Microturbina a Gás de 30 kW.

3.3.2.1 Aplicações

As microturbinas podem ser usadas em stand-by, para melhoria de qualidade e confiabilidade da rede, atendimento de cargas de pico (peak shaving) e aplicações de co-geração. Como produzem potências que variam entre 25kW e 500kW, as microturbinas são bem adequadas para aplicações comerciais, como restaurantes, hotéis, além de pequenos escritórios e condomínios residenciais, entre outros. A ampliação desta tecnologia para aplicações em meios de transporte também está em desenvolvimento.

3.3.2.2 Desempenho e custos

As eficiências de conversão elétrica em base de utilização do combustível estão na faixa de 20 a 30%. Estas eficiência são atingidas com o recuperador de calor. Em sistemas de co-geração, a eficiência elétrica e térmica combinada pode alcançar 85%, valor que depende das exigências de calor de processo. Já as turbinas sem recuperador de calor apresentam eficiências mais baixas, ao redor de 15%.

Os custos específicos de instalação das microturbinas no mercado americano situam-se entre US\$700 e US\$1300/kW. Estes incluem toda a parte física do equipamento, manuais, software e treinamento inicial. Para o Brasil, estes custos são maiores devido a fatores como taxas de importação, implantação do sistema de combustível, entre outros, podendo representar um acréscimo de 30 a 50% dos valores mencionados. A Tabela 3.4 apresenta as vantagens e desvantagens das Microturbinas.

Tabela 3.4: Vantagens e Desvantagens das Microturbinas

Vantagens	Desvantagens
Pequeno número de partes em movimento	Baixa eficiência elétrica
Tamanho compacto	Perda de potência e de eficiência para locais de elevada temperatura e altitude.
Leve (baixa relação peso/potência)	
Elevada eficiência em sistemas de co-geração	
Baixo nível de emissões	
Pode operar com combustíveis residuais	
Longo tempo de intervalo entre manutenções	

3.3.3 Células a Combustível

Embora o conceito de célula a combustível tenha sido desenvolvido há mais de 100 anos, as primeiras células somente foram fabricadas para o programa espacial norte americano nos anos 60. Este programa necessitava de uma fonte de energia eficiente, segura, e compacta para as naves Gemini e Apollo, e a célula a combustível atendia estas características.

Uma célula a combustível é semelhante a uma bateria no sentido de que uma reação de eletroquímica é usada para criar corrente elétrica. Os elétrons podem ser liberados por um circuito externo, através de conexões com as placas que formam o anodo e o catodo da célula (eletrodos). A diferença principal entre células a combustível e baterias é que as baterias possuem internamente uma provisão limitada de energia, formada por uma solução eletrolítica e materiais sólidos, como é o caso da bateria de ácido sulfúrico e chumbo, ou por reagentes sólidos secos, como as pilhas de carbono e zinco. As células a combustível têm reações semelhantes, porém, os reagentes são gases (hidrogênio e oxigênio), que são combinados em um processo eletroquímico em presença de um catalisador. Como o reagente é fornecido à célula constantemente, a unidade produz eletricidade continuamente sem necessidade de “recarregamento”, como no caso das baterias.

As células a combustível são denominadas de acordo com o tipo de eletrólito e materiais empregados. O eletrólito da célula é intercalado entre um eletrodo positivo (anodo) e um eletrodo negativo (catodo). Uma célula individual gera uma tensão muito baixa, portanto são utilizadas várias células individuais em série para obter a voltagem desejada. A célula a combustível propriamente dita é integrada a um sistema com outros componentes, incluindo um reformador de combustível, eletrônica de potência, e controles. As células a combustível convertem energia química de combustível diretamente em eletricidade.

Há quatro tecnologias de células a combustível em desenvolvimento atualmente. Estas incluem células a combustível de ácido fosfórico (phosphoric acid fuel cells - PAFC), célula a combustível de carbono fundido (molten carbonate fuel cells - MCFC), células a combustível de óxido sólido (solido oxide fuel cells - SOFC) e células a combustível com membrana para troca de prótons (proton exchange membrane fuel cells - PEMFC). As tecnologias estão em estados variados de desenvolvimento

ou comercialização. As células a combustível utilizam hidrogênio e oxigênio como reagentes primários, porém, eles podem operar com uma variedade de combustíveis que dependem do tipo de processamento de combustível e reformador usado, entre eles o gás natural e o GLP. O gás natural tem sido considerado como o combustível mais indicado para aplicações de GD. Assim a maioria dos trabalhos é focalizado em células combustível que utilizam gás natural. As células, porém, necessitam de hidrogênio para operarem, logo é necessário converter o gás natural em gás rico em hidrogênio.

A Figura 3.5 mostra o esquema hipotético da uma célula combustível de Ácido Fosfórico onde temos:

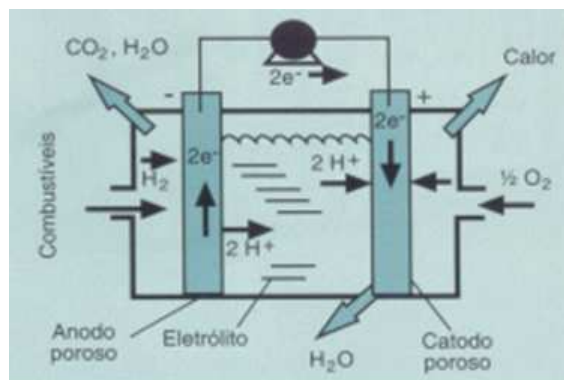
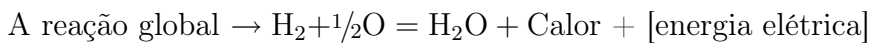
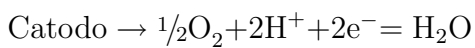
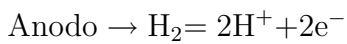


Figura 3.5: Esquema da Célula combustível de Ácido Fosfórico.

A Figura 3.6 mostra o uso de célula combustível em residência.



Figura 3.6: Célula combustível residencial 1 a 10 kW.

3.3.3.1 Aplicações

A aplicação das células a combustível está relacionada ao tipo de células, assim tem-se:

Tipo PAFC

Existem mais de 200 células a combustível deste tipo em operação, o que tem permitido obter uma extensa experiência operacional. Estas células foram implantadas em instalações hospitalares, comerciais e industriais nos EUA, na faixa de 100 a 200kW. A temperatura é de aproximadamente 200°C, o que também as torna indicadas para aplicações em co-geração.

Para tais aplicações as células deste tipo demonstram várias características favoráveis, como por exemplo:

- Sistemas compactos com alta confiabilidade e disponibilidade (alguns operam no campo durante mais de 9000 horas em serviço contínuo).
- Baixo ruído e vibração.
- Emissões desprezíveis.
- Altas eficiências (36-45%).

Tipo MCFC

As altas eficiências e elevadas temperaturas operacionais das unidades deste tipo as fazem mais atraentes para a geração de potência na base, tanto para geração somente de energia elétrica ou co-geração. Aplicações potenciais para estes tipos incluem o setor industrial, instalações governamentais, universidades e hospitais.

Tipo SOFC

As células deste tipo estão sendo consideradas para uma grande variedade de aplicações, especialmente na faixa de 5 a 250 kW, tais como co-geração residencial, pequenos edifícios comerciais, instalações industriais e sistemas híbridos com microturbinas a gás. Também estão sendo desenvolvidas unidades de maior potência, com vários megawatts, a serem utilizadas principalmente para geração de energia na base.

Tipo PEMFC

A tecnologia deste tipo está dirigida, em grande parte, para o setor automotivo,

onde apresenta uma grande vantagem em relação às outras tecnologias de células a combustível, em termos de tamanho e tempo de partida. As células deste tipo estão sendo atualmente desenvolvidas para uma grande variedade de aplicações, entre elas:

- Setor automotivo.
- Setor residencial (<10kW), dotadas ou não de co-geração.
- Setor comercial (10 a 250 kW), dotadas ou não de sistemas de co-geração.
- Setor industrial (menos de 250 kW), dotadas ou não de sistemas de co-geração.
- Sistemas portáteis (varios kW).

3.3.4 Gerador Eólico

A história do uso energético dos ventos ou da energia eólica mostra uma evolução desde o uso de dispositivos simples e leves acionados por forças de arrasto aerodinâmico até os mais complexos e pesados sistemas. Os primeiros moinhos foram desenvolvidos para automatizar tarefas de moagem de grãos e bombeamento de água. O projeto mais antigo de um sistema com eixo vertical, desenvolvido na Pérsia, data de 500 a 900 d. C. Modelos semelhantes eram usados na China há mais de 2000 anos. Uma das aplicações mais interessantes pôde ser encontrada em máquinas de bombeio na ilha de Creta. Já em 1270 d. C. os moinhos de vento de eixo horizontal aparecem na Europa Ocidental. Seu processo de aperfeiçoamento levou 500 anos, até chegarem aos famosos modelos usados para irrigação na Holanda. De fato, ao longo de centenas de anos, a aplicação mais importante dos moinhos de vento em nível de subsistência foi o bombeamento usando sistemas de pequeno porte. No final do século XIX foram feitas as primeiras experiências para a geração de eletricidade.

O primeiro uso de grandes moinhos para a geração de eletricidade foi feito em Clevent (USA) em 1888, possuindo um rotor de 17 metros de diâmetro e gerando 13 kW em corrente contínua. Em 1930 os primeiros modelos de pequeno porte eram capazes de gerar de 1 a 3 kW. A partir de 1950 grandes sistemas passaram a ser usados em zonas áridas da África e da Austrália. O desenvolvimento de potentes

sistemas de conversão de energia eólica foram iniciados em 1931 na Rússia, com o aerogerador Balaclava de 100 kW. Experimentos posteriores foram feitos nos EUA, Dinamarca, França, Alemanha e Inglaterra durante o período de 1935 e 1970. A primeira turbina eólica comercial ligada à rede elétrica pública foi instalada em 1976, na Dinamarca.

Atualmente, existem mais de 30 mil turbinas eólicas em operação no mundo. O custo dos equipamentos, que era um dos principais entraves no aproveitamento comercial da energia eólica, caiu muito entre os anos 1980 e 1990. Recentes desenvolvimentos tecnológicos, tais como sistemas avançados de transmissão, melhor aerodinâmica, estratégias de controle e operação das turbinas, e outros, têm reduzido custos e melhorado o desempenho e a confiabilidade dos equipamentos.

A avaliação precisa do potencial de vento em uma região é o primeiro e fundamental passo para o aproveitamento do recurso eólico como fonte de energia, requerendo trabalhos sistemáticos de coleta e análise de dados sobre velocidade e regime de ventos. Geralmente uma avaliação rigorosa requer levantamentos específicos, mas dados coletados em aeroportos, estações meteorológicas e outras aplicações similares podem fornecer uma primeira estimativa do potencial bruto ou teórico de aproveitamento da energia eólica. Para que a energia eólica seja considerada tecnicamente aproveitável, é necessário que sua densidade seja maior ou igual a 500 W/m^2 , a uma altura de 50 m, o que requer uma velocidade mínima do vento de 7 a 8 m/s.

No Brasil, embora o aproveitamento dos recursos eólicos tenha sido feito tradicionalmente com a utilização de cataventos múltiplos para bombeamento d'água, algumas medidas precisas de vento, realizadas recentemente em diversos pontos do território nacional, indicam a existência de um imenso potencial eólico ainda não explorado.

Grande atenção tem sido dirigida para o Estado do Ceará por este ter sido um dos primeiros locais a realizar um programa de levantamento do potencial eólico através de medidas de vento com modernos anemógrafos computadorizados. Entretanto, não foi apenas na costa do Nordeste que áreas de grande potencial eólico foram identificadas. Em Minas Gerais, por exemplo, uma central eólica está em funcionamento, desde 1994, em um local (afastado mais de 1000 km da costa) com excelentes condições de vento.

De acordo com [7], a capacidade instalada no Brasil, desde de 1998 até 15 de março de 2007, é de 208,3 MW, com turbinas eólicas de médio e grande porte conectadas a rede e uma previsão de mais 75,2 MW até o final de 2007 e 1072,1 MW até o final de 2008. Além disso, existem dezenas de turbinas eólicas de pequeno porte funcionando em locais isolados da rede convencional para aplicações diversas tais como bombeamento, carregamento de baterias, telecomunicações e eletrificação rural.

A Figura 3.7 mostra o Parque Eólico de Prainha (10 MW) - Bahia com 20 aerogeradores da ENERCON E-40/500 kW implantada em sete meses e inaugurada em 1999, produção anual de 35 milhões de kWh.



Figura 3.7: Parque Eólico de Prainha- Bahia - 10 MW.

3.3.5 Pequena Central Hidrelétrica - PCH

As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's) representam um dos principais focos de prioridade da ANEEL no que se refere ao aumento da oferta de energia elétrica no Brasil. Por suas características - usinas com potência instalada superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW e com o reservatório com área igual ou inferior a 3 Km^2 , esse tipo de empreendimento possibilita um melhor atendimento às necessidades de carga de pequenos centros urbanos e regiões rurais.

As resoluções elaboradas pela Agência permitem que a energia gerada nas PCH's entre no sistema de eletrificação, sem que o empreendedor pague as taxas pelo uso da rede de transmissão e distribuição. O benefício vale para quem entrou em operação até 2003. As PCH's são dispensadas ainda de remunerar municípios e Estados pelo uso dos recursos hídricos.

3.4 Aspectos Positivos e Negativos da Geração Distribuída

A GD oferece uma série de benefícios, na maioria decorrentes de sua proximidade do local de consumo, que podem ser resumidas como:

- Atendimento mais rápido ao crescimento da demanda, por ter um tempo de implantação menor do que a implantação centralizada combinada com os reforços na rede de transporte;
- Aumento da confiabilidade do suprimento, por adicionar fontes não sujeitas às falhas dos sistemas de transmissão e distribuição;
- Redução das perdas elétricas no transporte de energia e adiamento de investimentos para reforçar os sistema de transmissão e distribuição.

O efeito da presença de GD nos índices de confiabilidade é observado pela possibilidade da mesma suprir toda ou parte da carga interrompida na indisponibilidade da alimentação principal, em decorrência de alguma falha no sistema. A ocorrência de uma falha provoca a atuação dos dispositivos de proteção do sistema principal e também da GD, caso esteja em operação, e esta também é isolada. Nesse instante, pode-se analisar a possibilidade de retornar à GD, e alimentar as cargas que foram desligadas e estão em seu campo de atuação. Dessa forma, com a entrada desta geração, há melhoria significativa nos índices relacionados a indisponibilidade no fornecimento de energia, como o DEC, DIC e DMIC, devido ao suprimento de parte da carga pela GD enquanto a alimentação principal está sendo reparada. Nos índices de confiabilidade relacionados à frequência de falha não são esperadas melhorias tão significativas, uma vez que, em geral, os sistemas de proteção retiram também a GD [76, 77, 78].

A instalação de GD pode ter impactos positivos, tais como suporte de tensão e adiamento nos investimentos, mas também pode ter impactos negativos na coordenação de proteção, regulação de tensão, "flicker" de tensão e nos níveis de curto circuito [79, 80]. Devido ao controle da regulação de tensão ser normalmente baseado em fluxos de potência radiais, a localização imprópria da GD pode causar quedas de tensão ou sobretensões na rede. A entrada ou saída de uma unidade de GD pode

causar flutuações significativas de tensão na rede e as variações na tensão de saída da unidade de GD pode afetar a regulação de tensão do sistema. Além disso, a GD pode causar impactos nas características de curto circuito, produzindo descoordenação dos esquemas de proteção. Em suma, sejam as unidades de GD monofásicas ou trifásicas, podem ser causados problemas associados ao desbalanço de cargas e impedâncias. Por outro lado, a instalação de GD pode ter impactos positivos no sistema de distribuição, possibilitando a compensação de reativos para o controle de tensão e redução nas perdas, contribuir para regulação de frequência, atuar como reserva girante em caso de falhas no sistema e contribuir para a estabilidade do sistema (freio dinâmico).

3.5 Resumo Geral dos Empreendimentos de GD no Brasil

Em [7] é apresentado um resumo geral dos novos empreendimentos de geração no Brasil. As Figuras 3.8 e 3.9 mostram um resumo da capacidade instalada de geração até dezembro de 2006 e a previsão até 2013.

Capacidade Instalada até 31/12/2006			
TIPO	Quantidade	Potência (MW)	%
UHE*	156	72.005,4	74,78
UTE	945	20.372,1	21,16
PCH	275	1.566,3	1,63
CGH	202	106,8	0,11
UTN	2	2.007,0	2,08
EOL	15	236,9	0,23
SOL	1	0,02	0,00
SUBTOTAL	1.596	96.294,5	100,0
Importação**	8	8.170,0	8,48
TOTAL	1.604	104.464,5	108,5

* Considerada Itaipu nacional (6.300 MW)

** Considerada importação de Itaipu (5.600 MW)

Figura 3.8: Resumo da geração até dezembro de 2006.

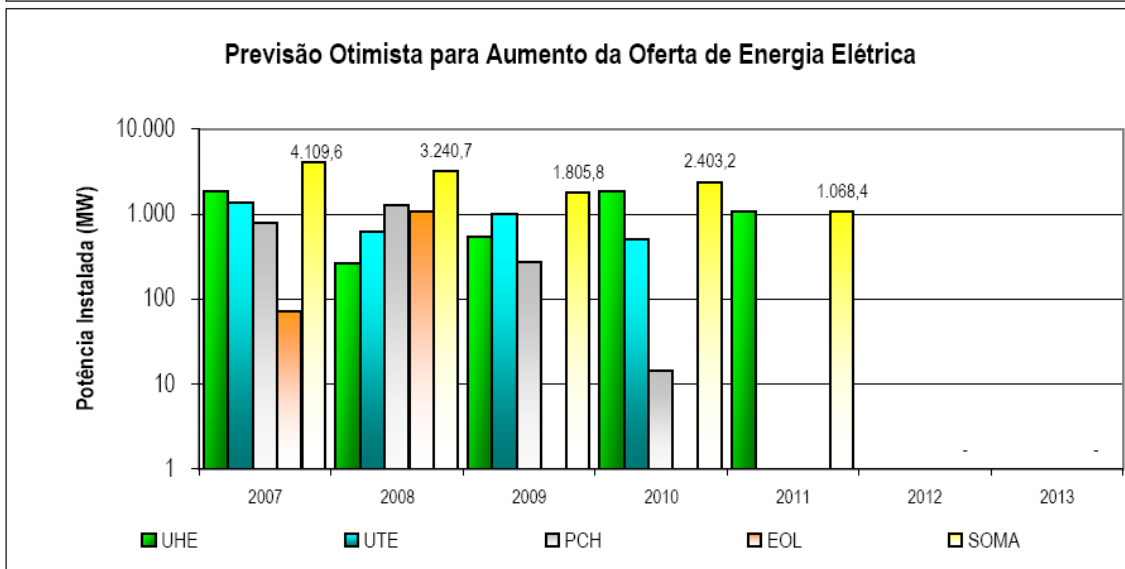
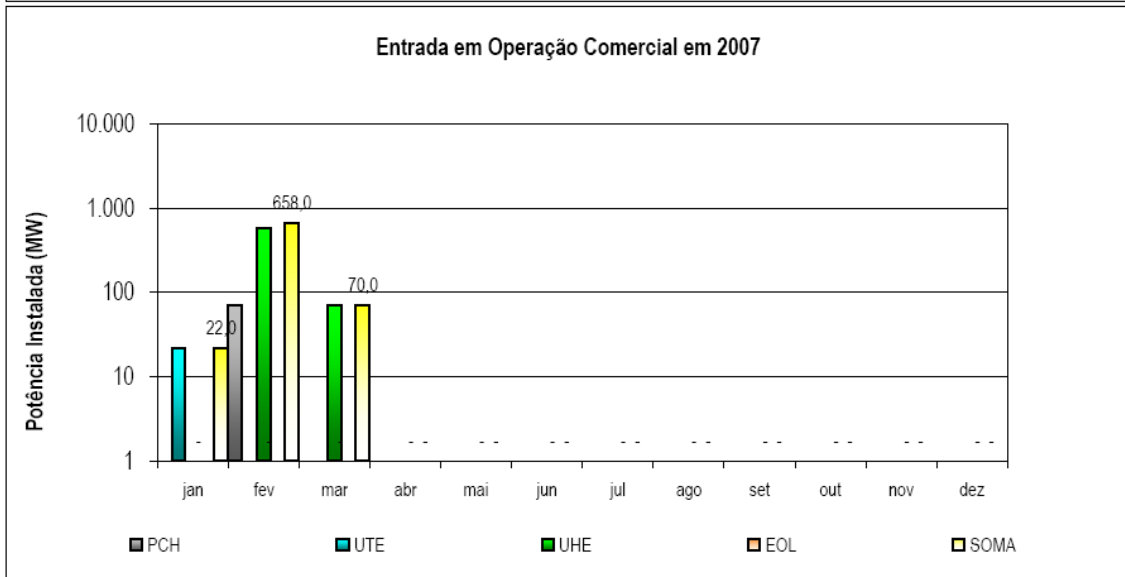
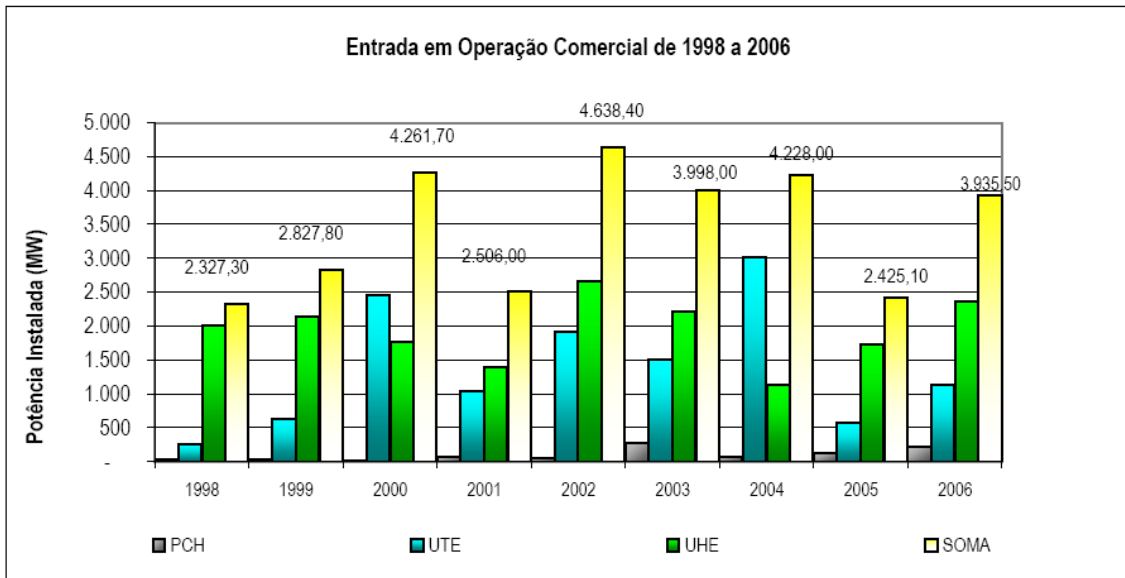


Figura 3.9: Resumo da geração até dezembro de 2006 e previsão até 2013.

CAPÍTULO 4

Modelo Desenvolvido

Com o objetivo de estudar o impacto da instalação da geração distribuída (GD), sob a perspectiva da confiabilidade, nos sistemas de distribuição integrados aos sistemas de sub-transmissão, foram implementados alguns métodos e modelos propostos em [47, 81, 51, 82, 83, 84] e desenvolvidos novos modelos de forma a integrá-los em uma mesma ferramenta, possibilitando assim uma melhor avaliação da continuidade individual e de conjunto do sistema.

4.1 Representação da Rede de Distribuição

A rede de distribuição é representada utilizando a agregação dos pontos de carga e trechos do alimentador em grupos chamados de Blocos. A Figura 4.1 apresenta um exemplo do esquema de agrupamento dos pontos de carga em blocos. Pode-se observar que os pontos de carga A e B pertencem ao Bloco I, o ponto de carga C pertence ao Bloco II e o ponto D pertence ao Bloco III. Observa-se também que os trechos foram agrupados a cada bloco definindo uma taxa de falha (λ) e um tempo de reparo (r) do bloco. Estes parâmetros foram calculados através do agrupamento dos trechos pertencentes ao bloco, os quais são considerados em série, pois a falha de qualquer um deles provocará a falha do bloco. Assim, tem-se a definição de que bloco é o agrupamento de pontos de carga e trechos do alimentador que são isolados por dispositivos de proteção e/ou manobra (dispositivos lógicos). A Figura 4.2 mostra

dois alimentadores de um sistema teste com a representação dos blocos.

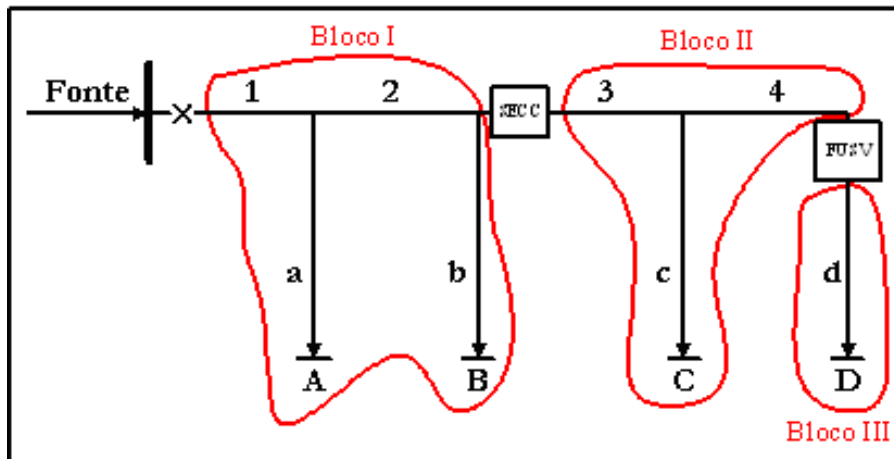


Figura 4.1: Implementação dos blocos

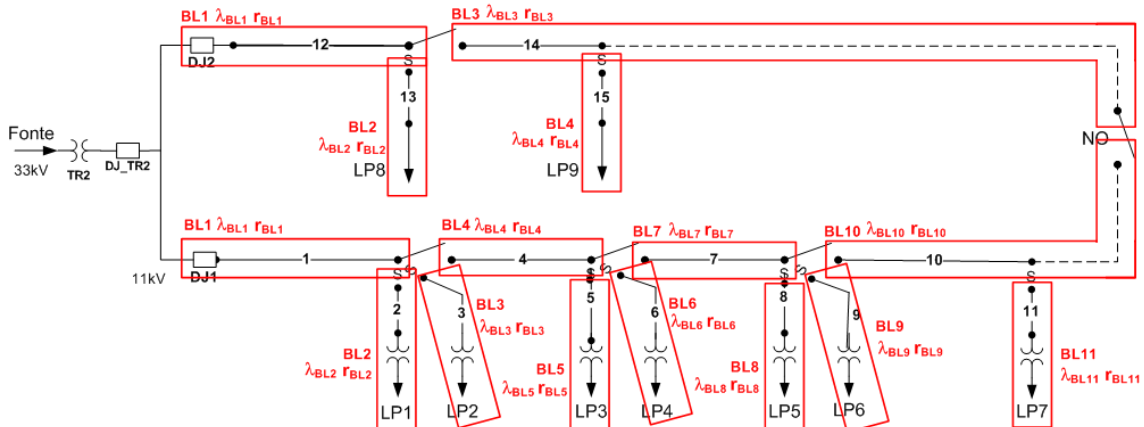


Figura 4.2: Exemplo hipotético com representação dos blocos

A utilização de esquemas de blocos possibilita um menor esforço computacional para o cálculo dos índices de confiabilidade, pois os valores dos índices são iguais quando os pontos de carga não estão separados por dispositivos de proteção. No exemplo da Figura 4.1, os índices de confiabilidade para os pontos de carga A e B são iguais, ou seja, tem-se a mesma taxa de falha e tempo de retorno à operação do bloco. Mas, por sua vez, são diferentes para os demais pontos de carga (pontos C e D), pois estão separados por dispositivos de proteção e/ou manobra.

No cálculo dos índices de confiabilidade dos blocos que possuem carga, são executadas as seguintes etapas:

- Isolar os elementos faltosos abrindo os dispositivos de proteção (seccionadora, disjuntor, etc.) que os isolam;

- Verificar se há condições de alimentar o bloco em questão, após o isolamento do bloco falhado;
- Verificar a existência de um alimentador de recurso; no caso positivo, verificar a possibilidade de transferência para esse alimentador, observando a capacidade máxima de potência do alimentador e os níveis de queda de tensão aceitáveis de acordo com [85, 86];
- Verificar a existência de GD; no caso positivo, estudar o possível ilhamento, compatibilizando a carga da ilha com a capacidade da GD, realizando corte de carga, se necessário, durante o período da falta;

4.1.1 Considerações Sobre a Geração Distribuída (GD)

O método desenvolvido considera a possibilidade da GD suprir toda ou parte da carga interrompida na indisponibilidade da alimentação principal. A política adotada para este trabalho considera que após a ocorrência de uma falha haverá a atuação dos dispositivos de proteção do sistema principal e da GD, caso em operação, seguida pela abertura dos dispositivos de isolamento adequados e caso seja possível, conectar a GD novamente ao sistema, de forma a operar ilhada atendendo a alguns consumidores. Dessa forma, o número de interrupções na rede não é alterado pela presença da GD. Por outro lado, existe uma melhoria significativa no tempo de duração das interrupções dos pontos de carga, devido ao suprimento de parte da carga pela GD enquanto a geração principal está sendo reparada. Esse benefício é maior se a GD for considerada como sempre disponível, como seria o caso de geradores a diesel, gás, microturbinas, etc. Mas dependendo da fonte primária essa disponibilidade passa a ser dependente de outros fatores, como por exemplo, do vento no caso dos geradores eólicos.

A Figura 4.3 mostra um sistema, retirado de [9], ao qual adiciona-se uma GD com capacidade disponível, no instante da falta, de 5000 kW no final do alimentador. Esta figura destaca uma falha no trecho 2 do alimentador, logo o disjuntor principal irá abrir para desligar o sistema. Como a falha ocorreu no trecho 2, então haverá um ilhamento, formado pelas cargas C e D (destacado na figura), que poderá ser alimentado pela GD enquanto houver o reparo no trecho faltoso.

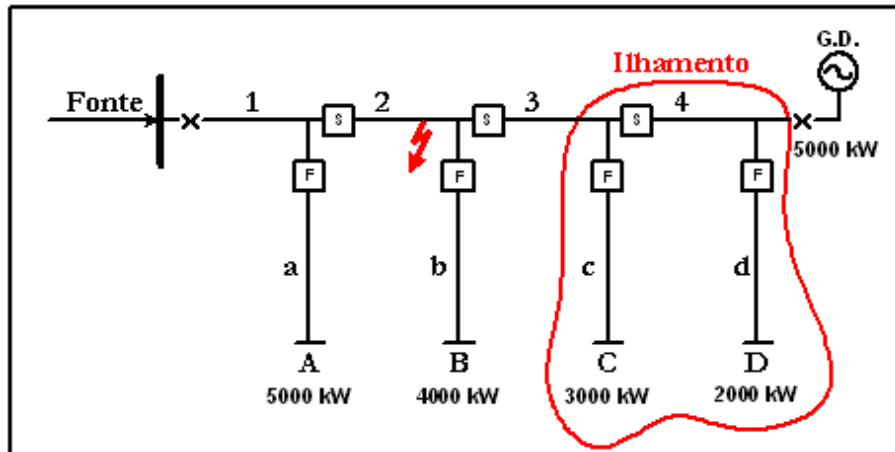


Figura 4.3: Sistema com inclusão da GD

A Figura 4.4 mostra um sistema hipotético com uma GD interligada ao barramento de média tensão, onde, após uma falha da linha de transmissão a GD assume um dos alimentadores da subestação.

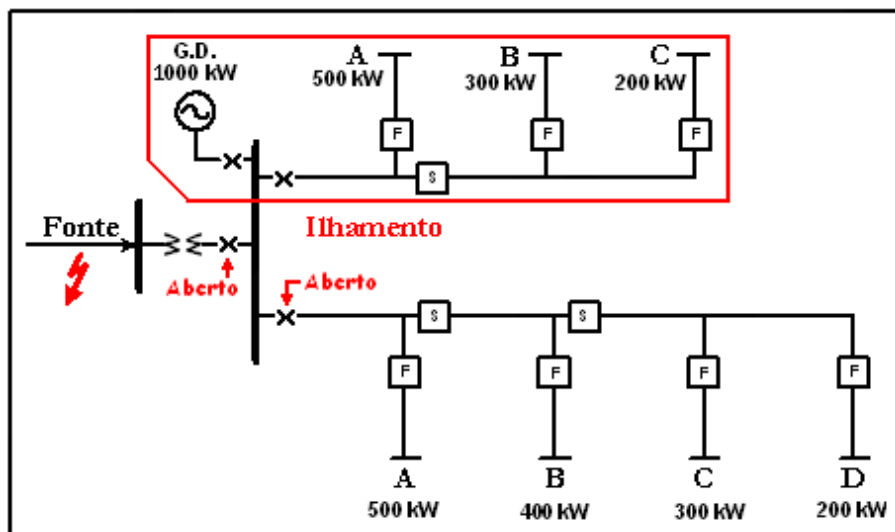


Figura 4.4: Sistema com inclusão da GD no barramento de média tensão

4.2 Representação da Rede de Sub-Transmissão

De forma a viabilizar uma avaliação integrada da sub-transmissão com o sistema de distribuição, o sistema de sub-transmissão será representado no ponto de interligação com o sistema de distribuição através do Tempo Médio de Indisponibilidade Anual (U_k) e da Taxa de Falha (λ_k) associada ao ponto de interligação k . Estes índices serão determinados através das equações 4.1 e 4.2 [87], onde a equação 4.3 representa a duração média das falhas (r_k).

$$U_k = LOLP * 8760(\text{horas/ano}) \quad (4.1)$$

$$\lambda_k \cong LOLF(\text{int/ano}); \quad (4.2)$$

$$r_k = \frac{U_k}{\lambda_k(h)} \quad (4.3)$$

A Figura 4.5 mostra o sistema proposto em [87], o qual é composto pelo sistema de distribuição RBTS-Barra2 [88], conectado à barra 6 do RTS [89], onde a barra 2 do RBTS foi renomeada para barra 25 e existe um transformador de interligação para adequar o nível de tensão. No barramento de baixa tensão do transformador é inserida a GD. As cargas média e de pico desta barra são 12,29 MW e 20 MW, respectivamente.

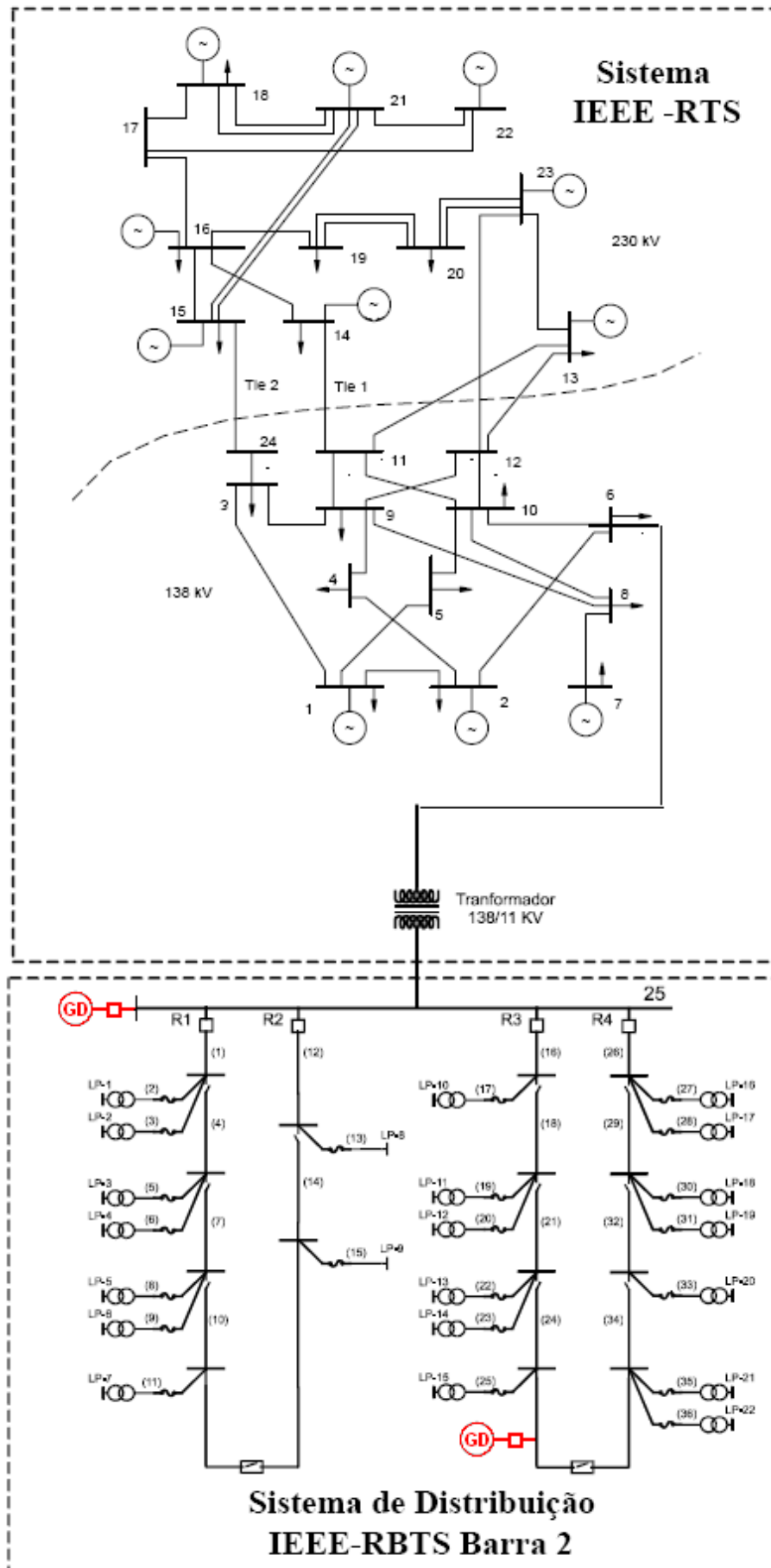


Figura 4.5: Sistema teste RBTS barra2 integrado ao RTS.

Para determinar os parâmetros (U) e (λ) da barra 6 do RTS, substitui-se o RBTS-Barra2 por sua carga total, a qual é colocada na barra 6, e em seguida utiliza-se um programa de confiabilidade composta, como por exemplo o NH2 [90] desenvolvido pelo CEPTEL, determinando assim os índices LOLP e LOLF (seção 2.4.2), para carga média e máxima, desta barra. Desta forma o sistema equivalente da Distribuição e Sub-Transmissão passa a ser representado pela Figura 4.6, onde os parâmetros U_6 e λ_6 representam a influência da barra 6 do RTS no sistema de distribuição. Na seção 4.8.2 será desenvolvida uma metodologia para determinação dos índices de confiabilidade da distribuição levando-se em consideração todos estes parâmetros.

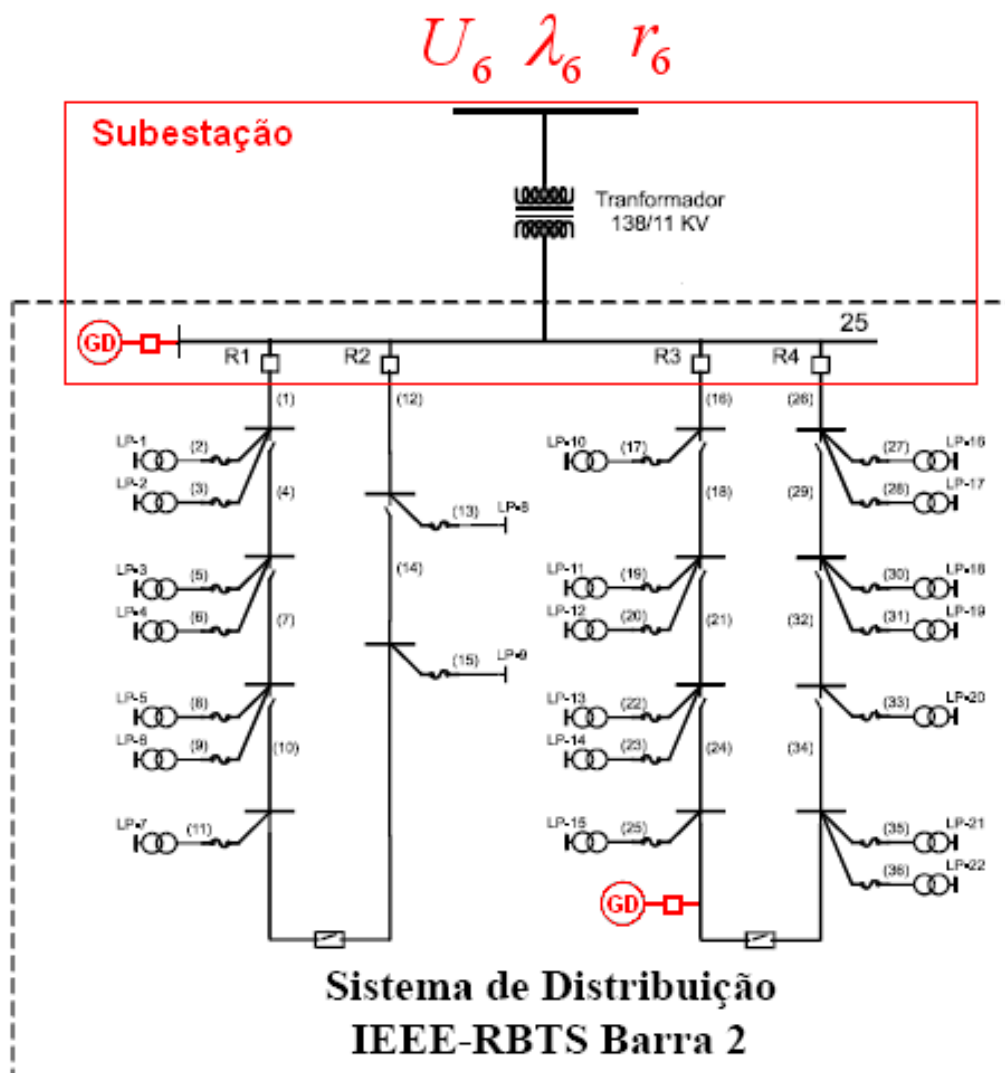


Figura 4.6: Sistema equivalente da Distribuição e Sub-Transmissão.

4.3 Modelo da Geração Distribuída

A GD é representada através de modelos markovianos a múltiplos estados, sem limitações quanto ao número de estados. Os modelos são desenvolvidos de forma diferenciada para fontes de energia não intermitentes, como micro-turbinas, geradores a gás e geradores diesel e intermitentes como geradores eólicos, por exemplo. Para os geradores eólicos a inserção de suas usinas no sistema, necessita de uma modelagem da variação da velocidade do vento para a estimativa da geração, já que a velocidade do vento varia com maior frequência do que, por exemplo, as vazões hidrológicas ao longo do ano em uma usina hidrelétrica. Portanto, a aplicação de um modelo de usina convencional a uma usina eólica pode não representar adequadamente o seu comportamento [47], e assim é utilizado o modelo desenvolvido em [47, 51, 81], que combina o modelo da turbina eólica com o modelo do vento. Será desenvolvido também um modelo que combina a série temporal do vento, a curva de potência da turbina eólica e a função de distribuição de probabilidade da potência disponível devido a saída forçada da turbina eólica.

4.3.1 Geradores Convencionais

Estas unidades serão representadas por um modelo de Markov a dois estados (operativo/falho) ou a múltiplos estados, dependendo da característica da unidade geradora. A curva de probabilidade versus disponibilidade de geração será montada de duas formas: para as unidades que possuam a mesma taxa de saída forçada (FOR), será utilizada a distribuição binomial. Caso contrário, as disponibilidades das unidades são combinadas usando-se os conceitos de teoria das probabilidades para eventos independentes.

Para uma unidade geradora modelada a 2 estados, o diagrama de transição de estado está mostrado na Figura 4.7

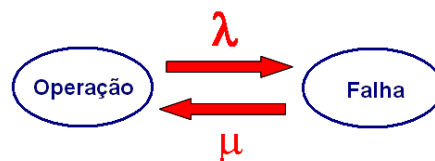


Figura 4.7: Modelo de transição a dois estados

A transição do estado operativo para o estado de falha é caracterizada pela taxa

de falha λ e a transição do estado falho para o estado operativo é caracterizada pela taxa de reparo μ .

Portanto a FOR pode ser calculada pela probabilidade da unidade estar indisponível (em reparo) como mostra a equação 4.4 [9].

$$FOR = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (4.4)$$

A Tabela 4.1 a seguir ilustra um exemplo hipotético da montagem da curva de disponibilidade para uma usina com três unidades de 5MW, com uma taxa de saída forçada (FOR) de 3% cada.

Tabela 4.1: Probabilidade de Disponibilidade de Capacidade de Geração

Unidade Fora	Capacidade Indisponível	Capacidade Disponível	Probabilidade	Probabilidade Acumulada
0	0 MW	15 MW	$\binom{3}{3} 0,97^3 0,03^0 = 0,912673$	1
1	5 MW	10 MW	$\binom{3}{2} 0,97^2 0,03^1 = 0,084681$	0,087327
2	10 MW	5 MW	$\binom{3}{1} 0,97^1 0,03^2 = 0,002619$	0,002646
3	15 MW	0 MW	$\binom{3}{0} 0,97^0 0,03^3 = 0,000027$	0,000027

A curva da Figura 4.8 será utilizada para amostrar a disponibilidade de geração da usina em um determinado instante da simulação. Também pode ser construída a curva de probabilidade acumulada versus unidade disponível, conforme mostra a Figura 4.9, a qual será utilizada para o modelo II de gerador eólico descrito na seção 4.3.2.2.

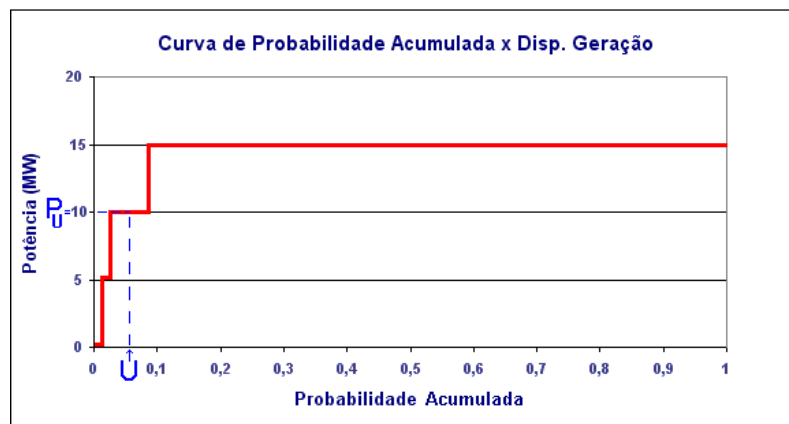


Figura 4.8: Curva da probabilidade acumulada versus potência disponível

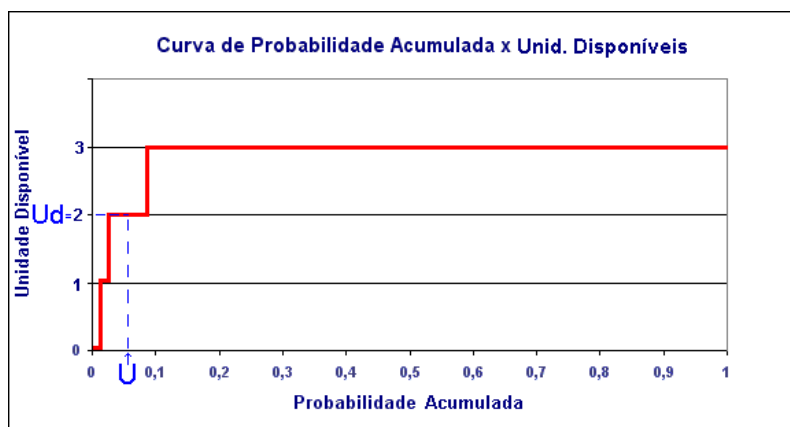


Figura 4.9: Curva da probabilidade acumulada versus unidade disponível

4.3.2 Geradores Eólicos

Para este trabalho serão utilizados dois modelos para representar a geração eólica. O primeiro será o modelo desenvolvido em [47, 51, 81], aqui definido como Modelo I, o qual está dividido da seguinte forma:

- Modelo da turbina eólica;
- Modelo da velocidade do vento;
- Combinação do Modelo da Turbina com o modelo do Vento.

O segundo modelo, chamado de Modelo II, foi desenvolvido de forma a combinar as seguintes curvas:

- Característica de potência da turbina eólica;
- Série temporal da velocidade do vento;
- Função distribuição de probabilidade da potência disponível devido a saída forçada da turbina eólica;

4.3.2.1 Geradores Eólicos - Modelo I

Neste modelo a geração da usina eólica, em um determinado instante do tempo, será determinado através da curva de distribuição de probabilidade acumulada versus geração disponível, onde gera-se um número aleatório, uniformemente distribuído entre 0 e 1, em seguida determina-se o valor correspondente da potência disponível da usina. Neste trabalho serão utilizadas as curvas obtidas em [81], o qual toma como base a metodologia descrita em [47].

Assim, ao longo da SMC se houver a necessidade de avaliar se uma parte da rede poderá ser suprida por uma GD, formando assim uma ilha, durante um tempo de falha que começa em T_o e termina no instante T_f , é verificado se a GD é eólica e do modelo I. Caso afirmativo, gera-se um número aleatório, uniformemente distribuído entre 0 e 1, em seguida determina-se o valor correspondente da potência disponível, o qual passa a ser a potência gerada pela usina. Esta potência é considerada constante durante o intervalo da falha. De acordo com a política adotada a existência da GD somente é considerada para formação de ilha se em todo o tempo de falha a potência gerada for capaz de suprir a carga da ilha. Portanto, se a carga for considerada constante, é verificado se a potência gerada é maior do que a carga da ilha. Se a carga for considerada variante no tempo, compara-se a potência gerada com o maior valor da carga da ilha durante o período da falha, caso seja atendido o ilhamento pode ser realizado.

A construção da curva de distribuição da probabilidade acumulada versus geração disponível é construída através da combinação dos modelos descritos a seguir:

A) Modelo da Turbina Eólica

A Turbina eólica é modelada como um componente a dois estados: em operação e em falha. Portanto, considera-se que quando estiver em estado operativo, a geração é limitada apenas pela velocidade do vento e por sua característica Potência versus Velocidade (Figura 4.10). Assim, as informações necessárias para o modelo de geração estão contidas na curva de potência, fornecida pelo fabricante da turbina eólica.

O diagrama de transição de estados da turbina eólica é o mesmo mostrado na Figura 4.7.

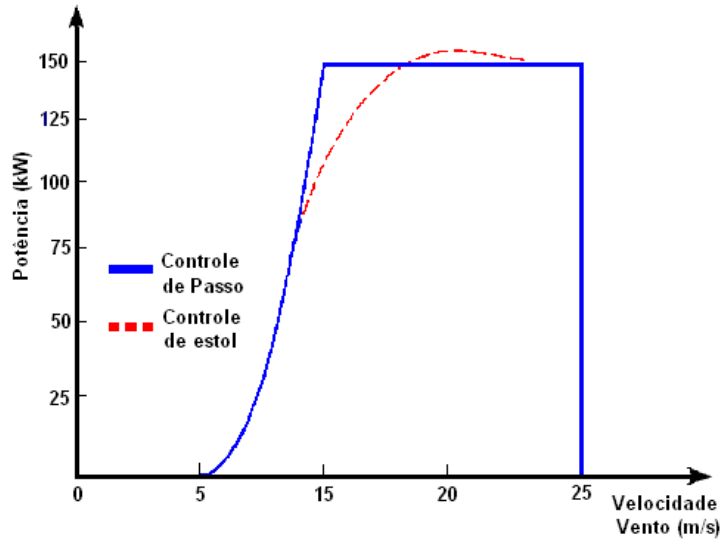


Figura 4.10: Curva da característica de potência de uma turbina eólica

Para uma usina com N turbinas eólicas, o número de possíveis estados operativos passa de 2 para 2^N . A Figura 4.11 mostra a representação dos diagramas de transição de estados para uma e duas turbinas, com taxas de falha λ_1 e λ_2 e de reparo μ_1 e μ_2 , respectivamente.

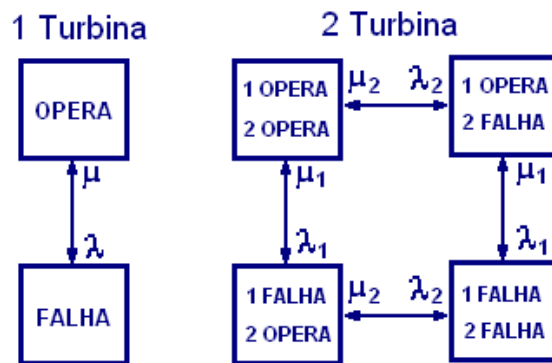


Figura 4.11: Diagrama de espaço estado de uma usina eólica com uma e duas turbinas

B) Modelagem para a Velocidade do Vento

O modelo proposto para representar a velocidade do vento é a Cadeia de Markov a múltiplos estados, conforme mostra a Figura 4.12. A velocidade do vento será representada por n estados ou patamares definidos a partir de sua série temporal anual e agrupada em classes (“clusters”) através de uma técnica de agrupamento estatística conhecida como “K-means” [91].

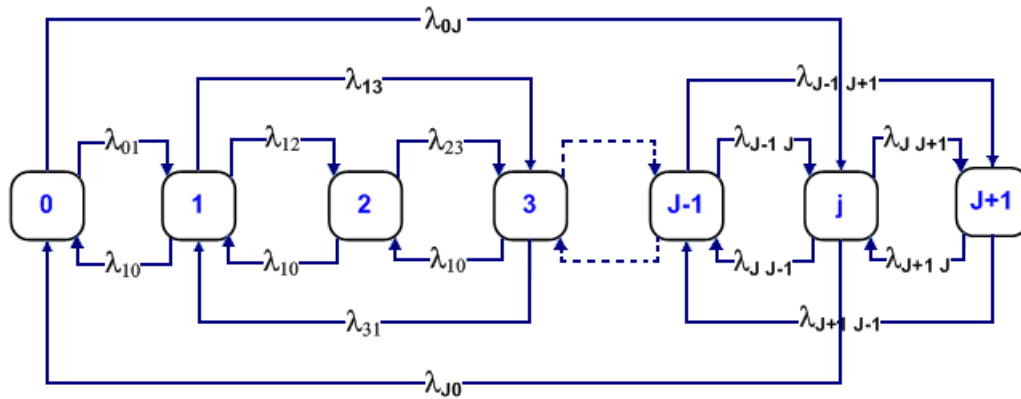


Figura 4.12: Cadeia de Markov para a representação do comportamento do vento

Os estados do vento estão representados em ordem crescente de velocidade e a transição do estado $j-1$ para o estado j é quantificada pela taxa $\lambda_{j-1 j}$. Conforme pode ser visualizado na Figura 4.12 o modelo permite a transição entre estados não adjacentes, permitindo a representação de grandes variações de velocidade em pequenos instantes. Como o modelo foi representado por uma cadeia de Markov, a possibilidade da ocorrência de um estado qualquer depende apenas da ocorrência do estado anterior. Além disso, as taxas de transição entre estados são consideradas constantes durante todo o processo.

A Figura 4.13 mostra a curva de vento para os dias de 01/04/2002 a 31/03/2003 (medido com intervalo de 10 min.), em um local localizado na região Nordeste do Brasil denominado de Nordeste I [81]. A Tabela 4.2 mostra algumas informações da medição e a Figura 4.14 mostra uma parte da série com os estados da velocidade agrupados em 165 grupos.

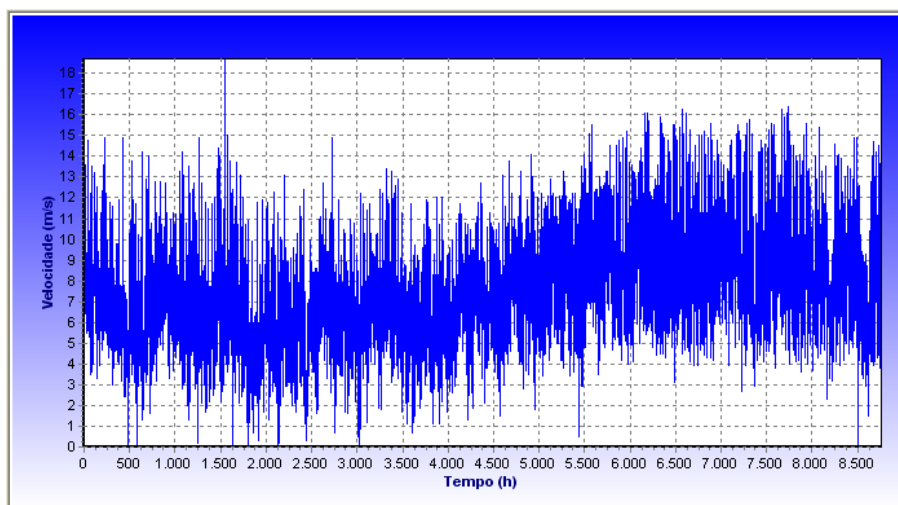


Figura 4.13: Série temporal da velocidade do vento - Nordeste I (Curva Real)

Tabela 4.2: Dados da medição do vento

Descrição	Nordeste I
Número de medições	52558
Intervalo das medições (<i>min</i>)	10
Altura das medições (<i>m</i>)	50
Densidade do ar (kg/m^3)	1,18
Classe de rugosidade	1
Número de estados diferentes	165
Média (m/s)	7,58
Mediana	7,2
Valor mínimo (m/s)	0
Valor máximo (m/s)	18,7
Desvio Padrão	2,610
Variância	6,8103



Figura 4.14: Parte da série temporal do vento - Nordeste I (Curva Original - Azul e Agrupada 165 Patamares - Vermelho)

C) Combinação dos Modelos da Turbina e do Vento

A combinação dos estados operativos da turbina com o comportamento do vento resulta em um diagrama de transição de estados conforme mostrado na Figura 4.15, onde é mostrado um exemplo com uma turbina e apenas 4 estados (patamares) de velocidade de vento.

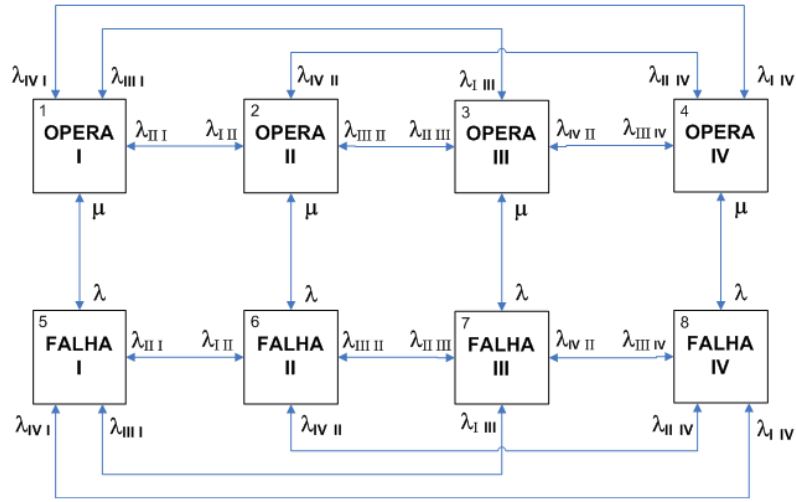


Figura 4.15: Diagrama de espaço estado de uma turbina eólica, considerando o efeito do vento, com 4 patamares de vento

As transições entre o estado de operação e falha da turbina estão representados pelas taxas de falha e reparo λ e μ , respectivamente. A velocidade do vento está agrupada nos estados I, II, III e IV e as transições entre eles estão representadas pelas taxas λ_{ij} , onde i representa o estado de vento inicial e j o estado final. Esta combinação cria 8 estados, numerados do canto superior esquerdo ao canto inferior direito. Para N turbinas e n estados de velocidade de vento, o número de estados resultantes é dado pela expressão 4.5.

$$\text{Estados da usina} = 2^N n \quad (4.5)$$

A transição entre os estados de vento ocorre independente da transição entre estados de turbina e, em cada instante de tempo, apenas uma destas transições pode ocorrer. Premissa estabelecida para se modelar por um processo de Markov.

A Figura 4.16 mostra uma curva de probabilidade acumulada versus disponibilidade de potência da usina eólica de 1500kW, considerando 165 estados (patamares) de vento.

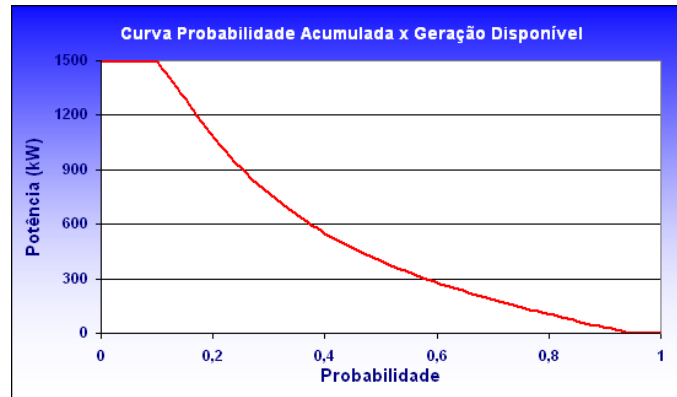


Figura 4.16: Curva de distribuição da probabilidade acumulada da disponibilidade de potência

4.3.2.2 Geradores Eólicos - Modelo II

Neste modelo a geração da usina eólica será determinada utilizando diretamente a série temporal da velocidade do vento (Figura 4.13), a curva da característica de potência da turbina eólica (Figura 4.10) e a curva de distribuição de probabilidade acumulada da disponibilidade de unidades de geração devido a saída forçada (Figura 4.9).

Assim, durante o tempo de duração de uma determinada falha, que se inicia no instante T_o e termina no instante T_f , percorre-se a série temporal do vento, desde T_o até T_f , com uma variação $\Delta t = 10$ min (devido a serie temporal do vento estar em intervalos de 10 min.) e para cada instante de tempo T_i determina-se a potência gerada pela usina P_{gu_i} , definindo assim, a curva de geração da GD durante a duração da falha.

A potência gerada pela usina eólica P_{gu_i} em cada instante de tempo T_i , é determinada percorrendo as seguintes etapas:

1. Para o instante de tempo T_i , ir na série temporal da velocidade do vento e determinar o valor da velocidade do vento V_i neste instante, conforme mostra a Figura 4.17;

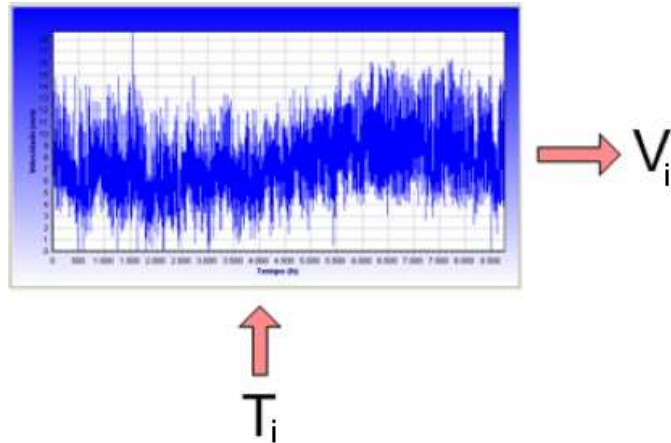


Figura 4.17: Determinação da velocidade do vento V_i no instante T_i

2. Para o valor da velocidade do vento V_i ir na curva característica de potência da turbina eólica e determinar a potência gerada P_{g_i} , a qual corresponde a geração de uma unidade no instante T_i , conforme mostra a Figura 4.18;

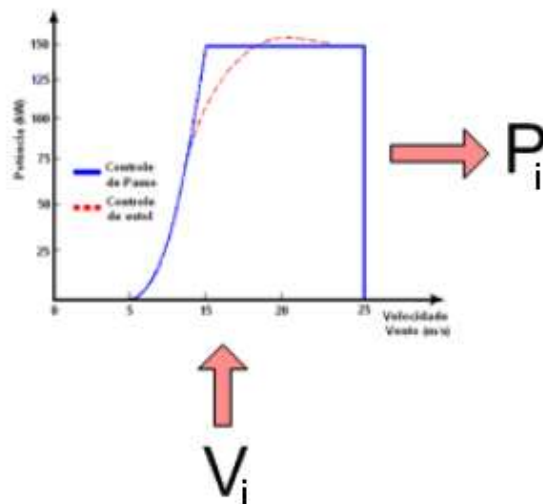


Figura 4.18: Determinação da potência gerada P_{g_i} no instante T_i

3. Gerar um número aleatório, uniformemente distribuído entre 0 e 1, ir na curva de distribuição de probabilidade acumulada da disponibilidade de unidades de geração e determinar o número de unidades disponíveis N_i , conforme mostra a Figura 4.19;

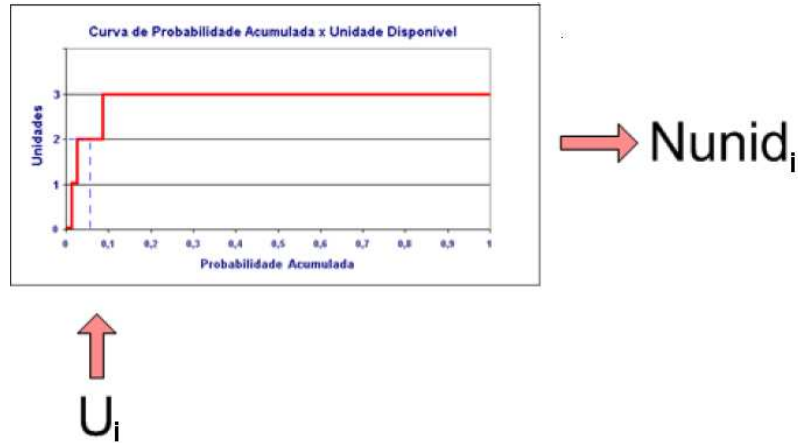


Figura 4.19: Determinação do número de unidades disponíveis N_i no instante T_i

- Multiplicar o número de unidades disponíveis (N_i) pela potência gerada por unidade (P_{g_i}). Assim, tem-se a potência gerada pela usina (P_{gu_i}) no instante T_i .

Então, ao longo da SMC para avaliar se uma parte da rede pode ser suprida por uma GD, formando assim uma ilha, durante um tempo de falha que começa em T_o e termina no instante T_f , verifica-se se a GD é eólica e do modelo II. Caso afirmativo, é feita a divisão do intervalo em períodos de tempo Δt e para cada instante de tempo T_i , que se inicia em T_o sendo incrementado de Δt , determina-se a potência gerada pela usina, de acordo com os passos descritos nesta seção, e esta é comparada com a carga da ilha. De acordo com a política adotada a existência da GD somente é considerada para formação de ilha se em todo o tempo de falha a potência gerada for capaz de suprir a carga da ilha.

4.4 Modelo dos Equipamentos, Alimentadores e Barramentos

Os equipamentos de transformação e os alimentadores serão representados por modelos de Markov a dois estados (operativo e falho), sendo representados pelas suas respectivas taxas de falha “ λ ” e duração média de falha “ r ”, também chamado de tempo médio de reparo.

Os barramentos de Média Tensão (MT) e Alta Tensão (AT) também serão representados a dois estados, como os transformadores e alimentadores, sendo que estes estarão associados a dois conjuntos de índices: taxas de falha interna “ λ_i ” e duração

média de falha interna “ r_i ”; taxas de falha externa “ λ_e ” e duração média de falha externa “ r_e ”.

Conforme mostra a Figura 4.20, para o barramento de AT a taxa de falha externa (λ_e) e a duração média de falha externa (r_e) representaram os respectivos parâmetros determinados para representar o sistema de sub-transmissão, conforme descrito na seção 4.2. Assim, caso haja falha no sistema de sub-transmissão, este será isolado através do dispositivo de manobra, liberando o barramento de AT para ser usado caso haja uma GD conectado ao mesmo. A taxa de falha interna (λ_i) e a duração média de falha interna (r_i) correspondem às falhas ocorridas no próprio barramento ou seja, aquelas que impossibilitam a energização do mesmo e caso haja uma GD nele conectada, ela não poderá ser utilizada, pois o barramento ao qual está ligada não poderá ser utilizado.

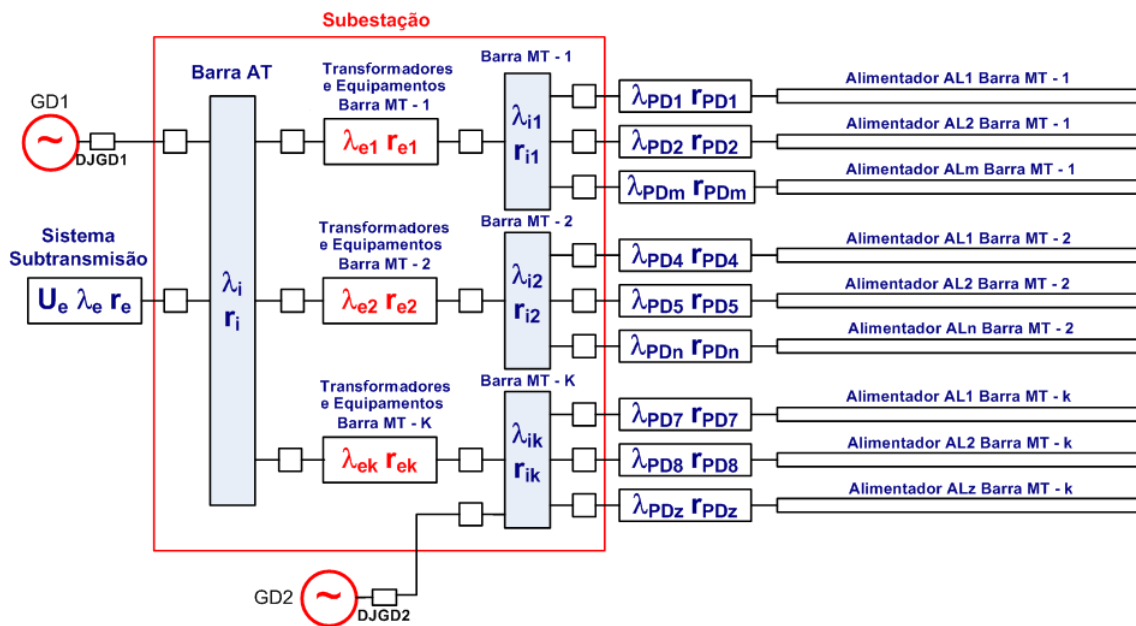


Figura 4.20: Modelo dos índices de falha da subestação

Para os barramentos de MT, a taxa de falha externa (λ_{e1}) e a duração média de falha externa (r_{e1}), conforme mostra a Figura 4.20, correspondem às respectivas taxas equivalentes dos equipamentos instalados entre os dispositivos de manobra do barramento de AT e o barramento de MT, para o qual a falha de qualquer um destes equipamentos provocaria seu desligamento. Estas taxas são determinadas através do agrupamento das taxas individuais de cada equipamento. Por exemplo, caso sejam dois transformadores as taxas serão as combinações do paralelo das taxas individuais

de cada transformador. Com relação à taxa de falha interna (λ_{i1}) e a duração média de falha interna (r_{i1}), estas também correspondem às falhas ocorridas no próprio barramento ou seja, aquelas que impossibilitam a energização do mesmo.

Também poderá se considerar uma taxa de falha (λ_{PD}) e uma duração média de falha (r_{PD}) associada ao alimentador, as quais, correspondem ao desligamento do alimentador devido, por exemplo, à priorização de desligamentos provocados por falta de capacidade de geração do sistema de AT, baseado no proposto em [87].

Os equipamentos de proteção e manobra (disjuntor, seccionador, chave fusível, religador e seccionador automático) serão considerados 100% confiáveis e terão como única informação seu tempo de chaveamento.

4.5 Modelo da Carga - Consumidores de Baixa Tensão e Média Tensão

Para os consumidores de baixa tensão (BT) a carga será representada através da curva de carga anual do transformador de distribuição, ao qual os consumidores de BT encontram-se ligados. Esta carga será construída a partir das curvas diárias estimadas dos consumidores conectados ao mesmo. Para os consumidores de média tensão (MT) a carga será representada através da curva anual determinada a partir das suas curvas de carga diárias estimadas. Também poderão ser consideradas valores fixos de cargas, tais como valores médios e máximos anuais.

A Figura 4.21 mostra um exemplo das curvas de um determinado transformador no mês de janeiro, onde há quatro curvas de carga representativa de cada tipo de dia (sábado, domingo, segunda e dia_útil).

A metodologia usada para determinar as curvas foi desenvolvida em [82] e está formulada em dois estágios: no primeiro estágio criam-se as classes de curvas típicas utilizando as curvas de carga dos consumidores obtidas em pesquisa de dados, a qual denomina-se campanha de medidas, utilizando-se para o agrupamento das curvas em classes a Rede Neural Artificial do tipo Kohonen; no segundo estágio faz-se a classificação de consumidores fora da campanha usando as Técnicas da Lógica Fuzzy. Assim, será gerado um arquivo com os dados de cada ponto de dados, cujo formato é dado pela Tabela 4.3

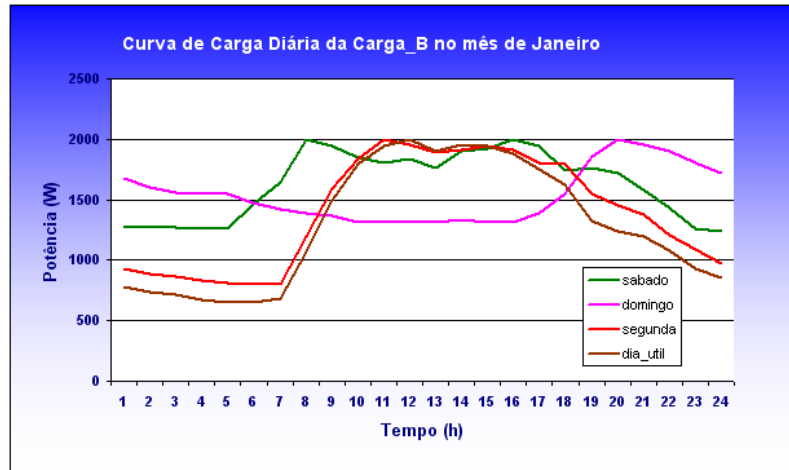


Figura 4.21: Gráfico das curvas de carga diária de um transformador

Nome do Campo	Tipo
IDENT_TRAFO	CHAR(20)
IDENT_LINHA	CHAR(20)
MES	INTEGER
DIA_SEMANA	CHAR(20)
M1	NUMERIC(10,2)
M2	NUMERIC(10,2)
-	-
-	-
M23	NUMERIC(10,2)
M24	NUMERIC(10,2)

Tabela 4.3: Formato da tabela com dados dos pontos de carga.

A curva anual será montada durante o processo de simulação, da seguinte forma: supondo que um determinado trecho do alimentador sofra uma falha na hora 3280 (total do ano 8760 h) com duração de 2h, determina-se qual é o mês, o dia da semana (sábado, domingo, segunda ou dia_útil) e qual a hora dentro do dia (1 a 24) que corresponda a 3280 h do ano em questão; a partir daí, para determinar a carga de cada ponto de carga durante este intervalo, busca-se no arquivo de dados os 24 pontos da curva de carga diária do dia e mês em questão, obtendo assim suas respectivas demandas.

4.6 Avaliação do Desempenho do Sistema de Distribuição

Para avaliar o desempenho do sistema, como mostrado na Figura 4.6, no que diz respeito aos níveis de tensão/correntes e o atendimento as cargas, será utilizado o método de soma de potência proposto em [83], o qual caracteriza-se por utilizar o método de varredura de soma de potências para resolver o fluxo de potência, incorporando barras PV. No que diz respeito à confiabilidade, serão utilizados os índices descritos na seção 2.4.3.1.

4.7 Consideração das Medidas Corretivas

As principais medidas corretivas consideradas no estudo com vista a eliminar violação de tensão e/ou violação de carregamento no sistema são:

- Chaveamento de linhas: abertura de dispositivos de manobra/proteção para isolar o(s) bloco(s) defeituoso(s);
- Transferência de carga entre alimentadores: após isolar o(s) bloco(s) defeituoso(s), havendo pontos de carga a serem cortados, verifica-se a existência do recurso e a possibilidade das carga serem alimentadas pelo mesmo;
- Chaveamento de Geração Distribuída: após isolar o(s) bloco(s) defeituoso(s), havendo pontos de carga a serem cortados, verifica-se a existência da GD e as cargas que podem ser alimentadas pela mesma ;
- Desligamento de Carga: serão cortadas, caso necessário, obedecendo o critério de corte, este foi definido de dois tipos, dependendo do local de instalação da GD.

1 - Caso haja uma GD ligada ao longo do alimentador (Figura 4.3) e esta não tenha capacidade suficiente para atender toda a região ilhada, deverá haver corte de carga e este será realizado por ponto de carga, onde cada ponto de carga possui uma prioridade de corte (definida pela concessionária), que vai de 0 a 100, onde zero significa sem prioridade. Assim, quando houver uma situação de falha na rede em que haja a possibilidade de um ilhamento para atender a um determinado grupo isolado, e nesta

ilha houver uma GD ligada ao longo do alimentador, serão realizados cortes de carga na ordem inversa das prioridades, ou seja, do menor para o maior. Havendo empate será priorizado o menor número de clientes cortados e persistindo o empate a menor potência cortada.

- 2 - Caso haja uma GD ligada no barramento da Subestação (Figura 4.4), tanto no lado de AT quanto de MT, o critério de corte será por alimentador, onde cada alimentador possuirá uma ordem de corte, variando de 1 até o número de alimentadores. Assim um alimentador de ordem um é o primeiro a ser desligado, de ordem dois o segundo e assim sucessivamente até a capacidade da geração ser maior do que a carga. Isso significa que esta GD deverá ter capacidade para alimentar pelo menos um dos alimentadores.

Comentário: O critério de corte de carga depende da política de cada empresa, assim, o critério de corte definido neste trabalho foi escolhido de forma a poder mostrar a flexibilidade dos modelos utilizados podendo ser adaptado a qualquer outro critério.

4.8 Método de Simulação Utilizado para Avaliação da Confiabilidade

Para a avaliação da confiabilidade do sistema de Distribuição e Sub-Transmissão como mostrado na Figura 4.6 é utilizada a Simulação Monte Carlo (SMC) seqüencial descrita na seção 2.4.3.3, a qual permite uma amostragem dos estados do sistema de forma cronológica. Isso possibilita representar modelos variantes no tempo, como é o caso do modelo da carga adotado (seção 4.5) e a variação da geração eólica. Além disso, permite calcular o índice de duração máxima de interrupção contínua (DMIC) e determinar o valor da penalidade, dada pela equação 2.59 do capítulo 2, toda vez que a duração da interrupção ultrapassar o valor padrão de continuidade (DMIC_p) no período considerado para o indicador DMIC, em horas, definido pela ANNEL [4]. Neste trabalho foi determinado o número de ultrapassagem (NDMIC) e mostrado o valor da maior duração da interrupção ocorrida em um determinado ano (DMIC_m).

Os estados do sistema serão sequencialmente amostrados, de forma a criar uma série sintética de operação/falha do sistema e estas dependerão do tipo do modelo adotado para os componentes do sistema, conforme será descrito a seguir.

A) Transformadores, Alimentadores e Barramentos

Para os transformadores e alimentadores (descritos na seção 4.4), a série sintética de operação/falha será dada pela curva da Fig. 4.22.

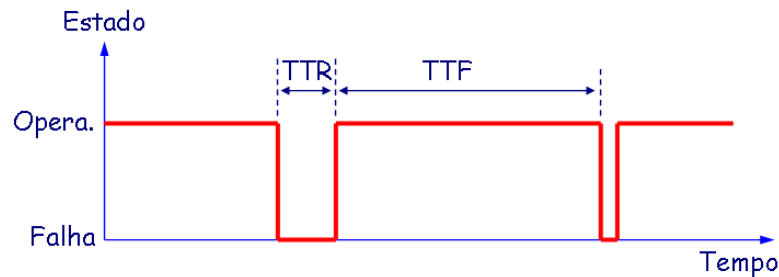


Figura 4.22: Exemplo hipotético de uma série sintética de operação de um componente modelado a dois estados.

Onde:

TTR - Tempo para reparo (“Time to Repair”)

TTF - Tempo para falha (“Time to Failure”)

Os parâmetros TTR e TTF são variáveis aleatórias e podem ter diferentes distribuições probabilísticas. Considerando que o processo estocástico siga uma distribuição exponencial (os componentes encontram-se dentro do seu período normal de funcionamento-vida útil) para a duração de estado com parâmetro λ , a função da probabilidade acumulada ($F(t)$) será descrita pela equação 4.6.

$$F(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad (4.6)$$

A duração do estado i pode ser amostrada aplicando-se o método da Transformação Inversa, dado pela equação 4.7.

$$t_i = -\frac{1}{\lambda_i} \ln Ua \quad (4.7)$$

onde:

Ua - variável aleatória distribuída uniformemente no intervalo de $[0, 1]$;

λ_i - taxa de transição do estado i ;

t_i - duração no estado i

Assim determina-se os valores de TTF e TTR amostrando, de forma alternada, as distribuições de falha e reparo através das equações 4.8 e 4.9, respectivamente:

$$TTF = -\frac{1}{\lambda} \ln Ua \quad (4.8)$$

$$TTR = -\frac{1}{\mu} \ln Ua \quad (4.9)$$

onde:

λ - taxa de falha;

μ - taxa de reparo;

De acordo com a metodologia a ser utilizada, a série sintética, para os transformadores, alimentadores e barramentos, é gerada ao longo da simulação.

B) Geradores

Para todos os geradores, presentes no sistema em estudo, o valor da geração em um instante t será determinado de acordo com o modelo do gerador, conforme descrito na seção 4.3.

Para a determinação dos índices de confiabilidade do sistema equivalente proposto (Distribuição + Sub-Transmissão), com GD, foram utilizadas duas metodologias diferentes. A primeira, aqui definida como Simulação Monte Carlo I (SMCI) utiliza o método proposto em [84] com algumas adaptações para incluir os efeitos da GD. A segunda, definida como Simulação Monte Carlo II (SMCII), foi desenvolvida neste trabalho buscando um modelo mais completo que permitisse a conexão da GD ao longo da rede de MT no barramento MT ou no barramento de AT da subestação (SE), além de representar falhas simultâneas de vários componentes da rede.

4.8.1 Metodologia SMCI

Nesta metodologia, o procedimento de simulação desenvolvido para a avaliação de confiabilidade de sistemas de distribuição com geração distribuída, utiliza o método proposto em [84] com algumas adaptações para incluir os efeitos da GD. O estudo é realizado por alimentador, considerando os modelos definidos anteriormente.

Para este método são feitas algumas considerações:

- A Subestação de distribuição será considerada 100% confiável;
- A simulação cronológica é realizada percorrendo a série sintética de operação/falha da rede de distribuição.
- Não haverá mais do que uma falha simultânea, ou seja, cortes de 2ª ordem;
- Será admitido a possibilidade de ilhamentos, desde que a GD seja capaz de suprir a carga durante todo o intervalo de falha da rede;
- Não serão consideradas falhas de equipamentos de proteção e manobra (disjuntor, chave comum, chave fusível, religador e seccionador automático);
- Em todas as manobras deverão ser respeitados os níveis de carregamento máximo dos alimentadores (definidos pelo usuário) e os níveis de tensão, de acordo com a regulamentação da ANEEL [86], ou seja, $0,90 \leq V(pu) \leq 1,05$;
- Para o estudo do fluxo de potência será utilizado o método de varredura soma de potências considerando a existência de barra PV (GD), descrito na seção 4.9.
- Para o cálculo da energia não suprida durante a falha, são amostradas as disponibilidades de geração das unidades de GD e são consideradas as variações cronológicas das cargas.
- O critério de parada será pelo coeficiente de variação $\alpha \leq 5\%$ descrito na seção 2.4.3.3, calculado sobre os índices individuais por ponto de carga FIC (taxa de falha), DIC (duração da interrupção), ENS (energia não suprida).

O procedimento consiste nos seguintes passos, para cada ano de simulação:

Passo 1 - Gerar um número aleatório para cada bloco do alimentador em questão e converter no TTF correspondente, pelo método de Transformação Inversa, conforme mostrado no gráfico da Figura 4.23;

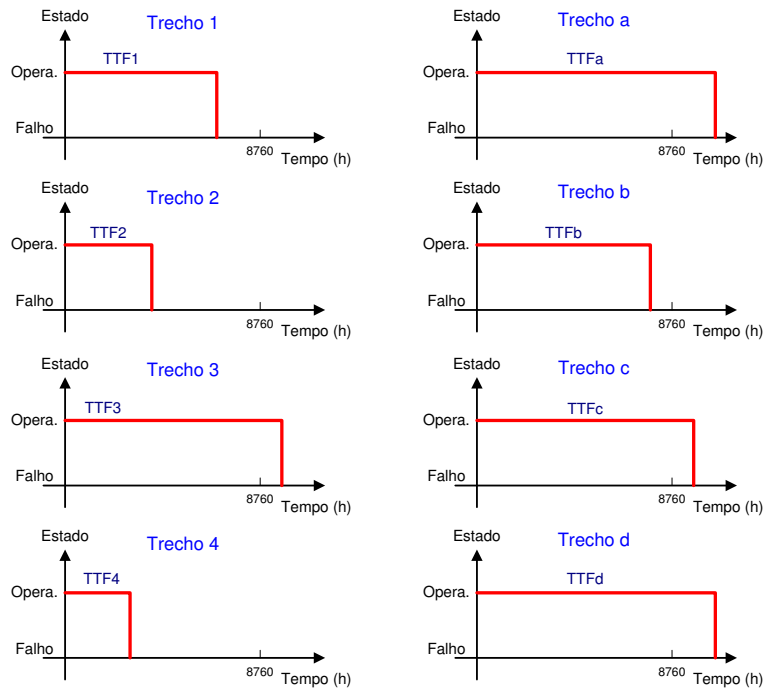


Figura 4.23: Exemplo hipotético com os valores de TTF do circuito da Figura 4.3.

Passo 2 - Determinar o elemento com menor TTF (TTF_4), o qual será o elemento a falhar, ou seja, o que é responsável pela contingência, atribuindo o seu valor de TTF a variável TTF_{ef} (TTF do elemento falhado);

Passo 3 - Gerar um número aleatório e converter no tempo de reparo TTR para o elemento falhado, baseado no método da Transformação Inversa, atribuindo o seu valor de TTR a variável TTR_{ef} , ver exemplo hipotético da Figura 4.24;

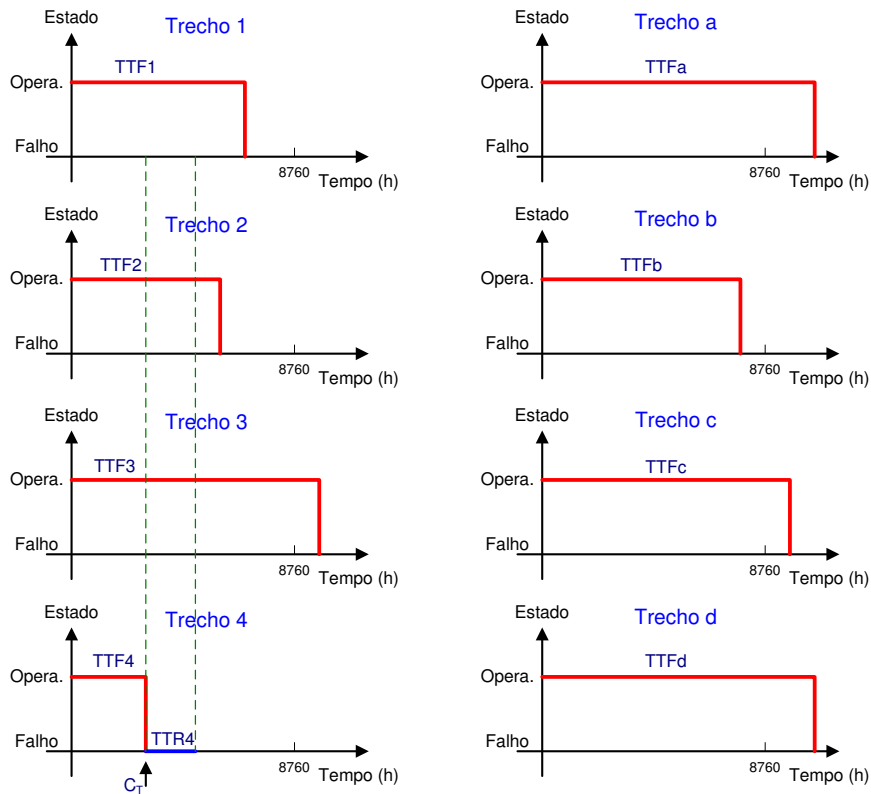


Figura 4.24: Exemplo hipotético com o valor do TTR para o Trecho4.

Passo 4 - Incrementar o contador de tempo $C_T = C_T + TTF_{ef}$, que a cada novo ano se inicializa com $C_T = 0$;

Passo 5 - Caso C_T seja $> TotHA_{ano}$ (8760 hs) ir para o passo 8;

Passo 6 - Percorrer todos os blocos do alimentador (BL_i , onde $i = 1 \dots N_{bl}$ e N_{bl} é o número total de blocos) e para os que possuem carga, verificar se o bloco falhado (BL_{ef}) está no caminho do bloco de carga (BL_i) até a Subestação, ou seja, o que se pretende é saber se o bloco de carga BL_i poderá, ou não, ser alimentado pela subestação à qual ele está ligado, com a falha no bloco BL_{ef} . Assim pode-se ter as seguintes situações:

A) **Não:** O bloco falhado (BL_{ef}) não está no caminho do bloco de carga BL_i à subestação, executar os seguintes procedimentos:

Comentário: Se o bloco falhado não está no caminho do bloco de carga BL_i , isto significa que após isolado, pode-se novamente alimentar o bloco de carga (BL_i) pela subestação, resta apenas saber quanto tempo vai levar esta operação. Se houver proteção (religador, seccionador

ou fusível) entre o bloco falhado e a subestação e este não estiver no caminho do bloco de carga e a subestação, não será contabilizado o desligamento, pois esse acontecerá em menos de um minuto, o qual, hoje, é o tempo máximo considerado pela ANEEL para não ser considerado ocorrência de longa duração e contabilizado índice [4]. Caso não exista proteção o bloco de carga ficará desligado durante o tempo de manobra do bloco falhado.

- Determinar o tempo ($TempBL_i$) em que o bloco de carga BL_i ficara desligado: para isto deve-se percorrer o caminho do bloco falhado (BL_{ef}) até a subestação e verificar: se existe religador e se este não está no caminho entre o bloco de carga BL_i e a subestação; se existe Religador e/ou chave seccionador automático e se a chave não está no caminho entre o bloco de carga BL_i e a subestação; se existe chave fusível e se esta não está no caminho entre o bloco de carga BL_i e a subestação. Atendendo a todos estes requisitos $TempBL_i = 0$, não atendendo $TempBL_i$ vai ser igual ao tempo de manobra ($Tman$) do bloco falhado (BL_{ef}), ou seja, $TempBL_i = Tman$. Adicionar este valor no vetor $Td[i]$ ($Td[i]=Td[i]+TempBL_i$), que é o vetor que guarda o tempo (em horas) em que cada bloco de carga ficou fora de serviço, durante o ano de simulação. Lembrando que a cada novo ano de simulação ele deve iniciar zerado.
- Se $TempBL_i$ for diferente de zero utilizar o procedimento, descrito na seção 4.8.1.1, para determinar a energia não suprida e o respectivo custo, atualizando os vetores $ENS[i]$ e $CENS[i]$. Atualizar também o vetor $DMICm[i]$, verificando se $TempBL_i$ é maior do que $DMICm[i]$ então $DMICm[i] = TempBL_i$, determinar o valor da penalidade ($VPEN$), dada pela equação 2.59, e incrementar o vetor $VP[i]=VP[i]+VPEN$. Incrementar o vetor $NI[i]=NI[i]+1$, que é o contador de interrupções do bloco de carga em questão.

B) **Sim:** O bloco falhado (BL_{ef}) está no caminho do bloco de carga BL_i e a subestação, executar os seguintes procedimentos:

Comentário: Agora sabe-se que ao isolar o bloco falhado (BL_{ef}), não será possível alimentar o bloco de carga BL_i , então deve-se verificar qual é a ilha a que pertence o bloco de carga (conforme mostra a Figura 4.3), e se existe GD ou chave de recurso capaz de alimentar toda a ilha ou parte dela. Contabilizando assim o tempo que o bloco de carga ficará interrompida.

- B.1) Isolar o bloco falhado, ou seja, abrir todas os dispositivos de manobra que isolam este bloco. Por exemplo, se no circuito da Figura 4.1 o bloco falhado é o I, para isolá-lo basta abrir a chave seccionadora e o disjuntor.
- B.2) Executar a função “Analisa chave de Recurso”, descrita posteriormente na seção 4.8.1.2, a qual devolve o valor “1”, se o bloco de carga (BL_i) puder ser alimentado por algum recurso ou “0” caso contrário.
- B.3) Se o resultado da função “Analisa chave de Recurso” for diferente de 1: verificar se a ilha que contém o bloco de carga BL_i possui geração, caso negativo pular para o item (B.6).
- B.4) Se o resultado da função “Analisa chave de Recurso” for diferente de 1: executar a função “Avalia GD”, descrita posteriormente na seção 4.8.1.3, a qual devolve o valor “1”, se o bloco de carga (BL_i) pode ser alimentado pela GD ou “0” caso contrário.
- B.5) Se o resultado da função “Analisa chave de Recurso” for igual a “1” ou resultado da função “Avalia GD” for igual a 1, isto significa que o bloco de carga BL_i poderá ser alimentado pelo recurso ou pela GD, assim o tempo de interrupção será o tempo necessário para isolar o bloco falhado BL_{ef} , ou seja, $TempBL_i$ vai ser igual ao tempo de manobra ($Tman$) do bloco falhado mais o tempo de manobra do recurso (ou tempo de manobra da GD), ou seja, $TempBL_i = Tman + TmanRec$ (ou $TmanGD$). Armazenar este valor no vetor $Td[i]$ ($Td[i]=Td[i]+TempBL_i$). Utilizar novamente o procedimento que será descrito na seção 4.8.1.1 para determinar a energia não suprida e o respectivo custo, atualizando os ve-

tores $ENS[i]$ e $CENS[i]$. Atualizar também o vetor $DMICm[i]$, verificando se $TempBL_i$ é maior do que $DMICm[i]$ então $DMICm[i] = TempBL_i$. Incrementar o vetor $NI[i]=NI[i]+1$, que é o contador de interrupções do bloco de carga em questão.

B.6) Se não existir GD na Ilha (ou se o resultado da função “Avalia GD” for igual a 0) e se o resultado da função “Analisa Chave de Recurso” for igual a 0, isto significa que o bloco de carga BL_i não poderá ser alimentado pela GD e nem por um ramal de recurso, assim o tempo de interrupção será o tempo de reparo ($TTRef$) do bloco falhado BL_{ef} , ou seja, $TempBL_i = TTRef$. Adicionar este valor no vetor $Td[i]$ ($Td[i]=Td[i]+TempBL_i$). Utilizar o procedimento que será descrito na seção 4.8.1.1, para determinar a energia não suprida e o respectivo custo, atualizando os vetores $ENS[i]$ e $CENS[i]$. Atualizar também o vetor $DMICm[i]$, verificando se $TempBL_i$ é maior do que $DMICm[i]$ então $DMICm[i] = TempBL_i$. determinar o valor da penalidade (VPEN), dada pela equação 2.59, e incrementar o vetor $VP[i]=VP[i]+VPEN$. Incrementar o vetor $NI[i]=NI[i]+1$, que é o contador de interrupções do bloco de carga em questão.

B.7) Religar o bloco falhado;

Comentários: O próximo passo é atualizar os valores de TTF de todos os componentes conforme mostrado no exemplo da Figura 4.25, mas pode acontecer de algum outro componente falhar durante o período que o bloco falhado está em reparo, conforme mostra o exemplo hipotético da Figura 4.26, em que o Trecho 2 falha durante o tempo de reparo do Trecho 4. Assim, como uma tentativa de avaliar essa segunda contingência (falha do Trecho 2 no exemplo hipotético), a mesma será considerada após analisar o efeito da primeira contingência (falha do Trecho 4 no exemplo hipotético), mas iniciando no exato momento em que ela ocorreu (TTF2), aproveitando assim a cronologia do evento.

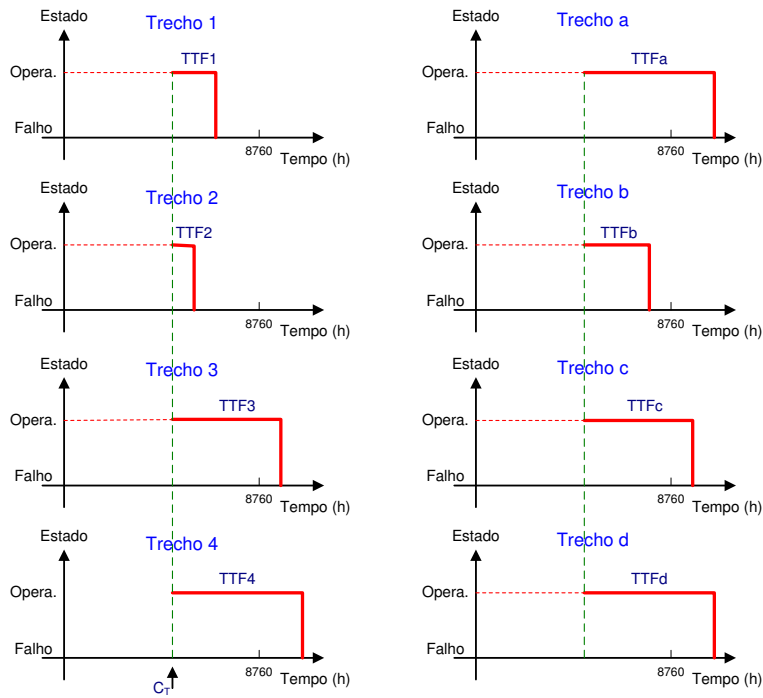


Figura 4.25: Atualização dos valores do TTF para os trechos.

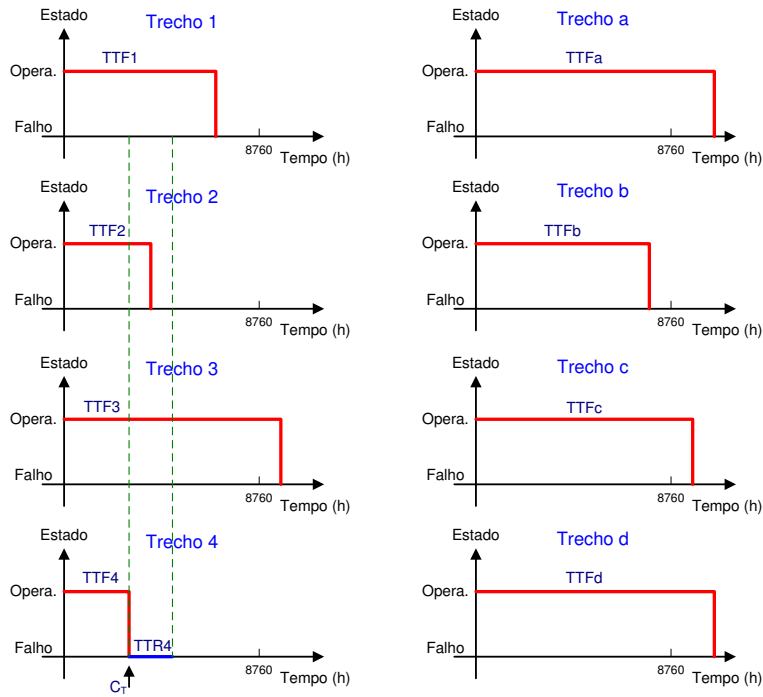


Figura 4.26: Figura hipotética mostrando a possível falha do Trecho 2 durante o reparo do Trecho 4.

Passo 7 - Verificar se existe algum elemento cujo TTF seja maior (ou igual) a C_T e menor (ou igual) a $C_T + TTRef$ ($C_T \leq TTF \leq C_T + TTRef$), conforme acontece com o Trecho 2 na Figura 4.26.

A) Caso Positivo:

Gerar um novo número aleatório e converter, pelo método de Transformação Inversa, para um novo valor de TTF do bloco falhado; Tomar, dentre os blocos que vão falhar no período do TTR_{ref} , o que tem o menor valor de TTF e este será o próximo bloco a falhar (BL_{pxf}), passando o seu valor de TTF para $TTF - TTF_{ef}$; Atribuir a TTF_{ef} o valor da TTF do BL_{pxf} ; diminuir de todos os blocos (menos do antigo falhado) o valor de $C_T + TTF_{ef}$; Voltar ao passo 3.

Comentários: a Figura 4.27, mostra como ficaria o processo admitindo que o bloco 2 passa a ser o novo bloco falhado já atualizando C_T .

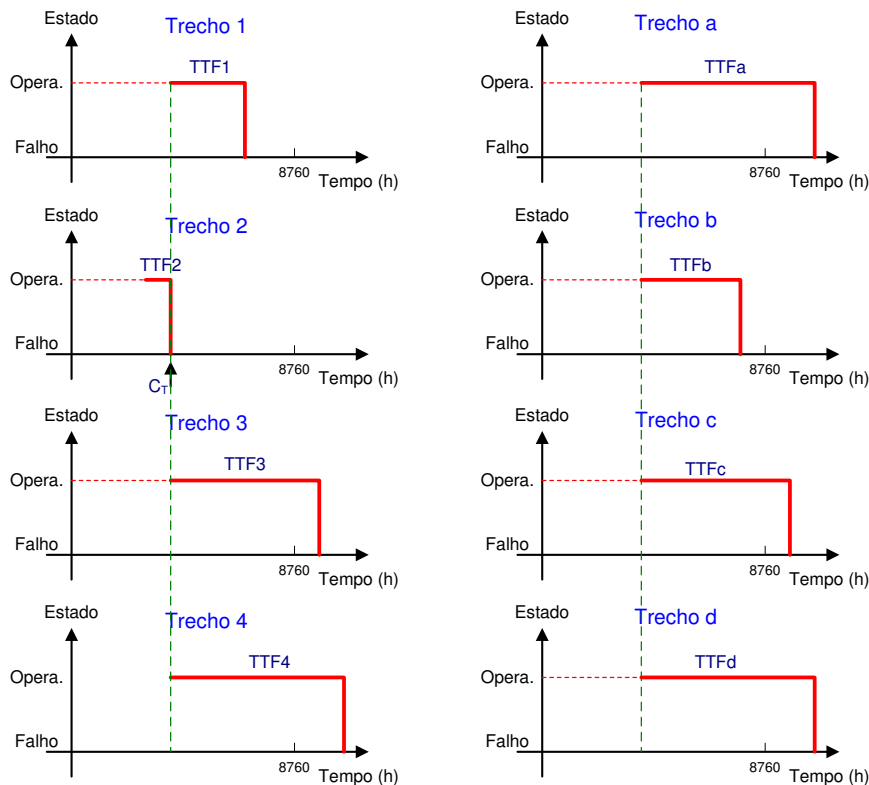


Figura 4.27: Figura hipotética mostrando o novo bloco a falhar (Trecho 2).

B) Caso Negativo:

Diminuir de todos os blocos (menos do falhado) o valor de $TTF_{ef} + TTR_{ref}$; Gerar um novo número aleatório e converter, pelo método de Transformação Inversa, para um novo valor de TTF do bloco falhado; Voltar ao passo 2. As Figs. 4.24 e 4.25 mostram um exemplo

hipotético desta situação.

Passo 8 - Calcular os valores das taxas e índices:

Comentário: Este ponto é o término de um ano de simulação e será calculado os índices de confiabilidade deste ano para cada ponto de carga e do conjunto.

Percorrer todos os blocos do alimentador BL_i , os que tiverem carga realizar os seguinte procedimentos:

- $Tu[i] = TotHAno - Td[i]$, onde Tu é o vetor referente ao tempo que os blocos de carga ficaram em funcionamento (up) durante o ano de simulação e Td é o vetor que guarda o tempo que os blocos de carga ficaram fora de funcionamento (down) durante o ano de simulação;
- $Lambda[i] = (NI[i]/Tu[i]) \times TotHAno$, onde $Lambda$ é o vetor que corresponde a taxa de falha dos blocos de carga e NI é o vetor que guarda o número de interrupções dos blocos de carga para o ano de simulação;
- $R[i] = (Td[i]/NI[i])$, onde R é o vetor que calcula o duração média de falha de cada bloco de carga no ano ;
- $U[i] = Lambda[i] \times R[i]$, onde U é o vetor que calcula a indisponibilidade de cada bloco de carga no ano ;
- $DIC[i] = U[i]$;
- $FIC[i] = Lambda[i]$;
- $DEC = DEC + (U[i] \times Np)/Nptot$, onde Np é o número de consumidores no bloco de carga i e $Nptot$ é o número total de consumidores do alimentador;
- $FEC = FEC + (Lambda[i] \times Np)/Nptot$;

Passo 9 - Guardar os índices em vetores, os quais acumularam os dados durante os anos simulados. Assim tem-se:

- $dDIC[] = dDIC[] + DIC[]$;
- $fFIC[] = fFIC[] + FIC[]$;

- $dDMICm[] = DMICm[] + dDMICm[]$;
- $rR[] = rR[] + R[]$;
- $lLambda[] = Lambda[]$;
- $dDEC = dDEC + DEC$;
- $fFEC = fFEC + FEC$;
- $LstFEC[] = FEC$, onde $LstFEC$ é a Lista que guarda o valor do FEC em cada ano de simulação;
- $LstDEC[] = DEC$, onde $LstDEC$ é a Lista que guarda o valor do DEC em cada ano de simulação;
- $LstENS[] = ENS$, onde $LstENS$ é a Lista que guarda o valor do ENS em cada ano de simulação;

Passo 10 - Determinar o coeficiente de variação α : Percorrer todas as listas com os valores do $FEC(LstFEC)$, $DEC(LstDEC)$ e a $ENS(LstENS)$ e determinar o valor de α_{FEC} , α_{DEC} e α_{ENS} de acordo com a equação 2.67, atribuir o maior dos valores encontrado ao parâmetro α .

Passo 11 - Repetir todos os passos anteriores até $\alpha \leq 5\%$ ou até que o número máximo de anos de simulação ($NYear$) definido pelo usuário seja atingido. Ao final calcular os valores médios dos índices dos vetores, descritos no passo 9, no número de anos simulados.

4.8.1.1 Procedimento para Determinar a Carga e Calcular os Índices ENS e CENS

Para determinar os índice de ENS e CENS é necessário determinar o valor da carga durante a interrupção e o custo da interrupção. De acordo com o modelo da carga cujos dados estão na Figura 4.28, esta pode ser representada por um valor fixo (Máxima ou Média) ou por um valor variável, dado pela curva de variação da carga anual (8760hs). O custo da interrupção é dado pela curva de Custo versus Tempo de Interrupção, a qual está relacionada ao ponto de carga de forma individual.


```

-----
--- CARGA PARA DISTRIBUICAO ---
-----
MODL:CargaDistrib#Mdl:Pcte .

      [--ID.--] REF VISIBL [--Valor--]
--- Parametros ---
PARM:      S  Potência Aparente
PARM:      fp Fator de Potência
PARM:      fd Fator de demanda
PARM:      Np Número de Consumidores
PARM:      CInt Custo da Interrupção
PARM:      Pr Prioridade de Corte de Carga
PARM:      Cj Conjunto

Gráfico do Custo de Interrupção
=== Grafico I custo/tempo ---
PTOS:      tempo      custo
.....
.....
.....
.....
DFIM

Gráfico da Variação da Carga anual
=== Grafico II demKW/hdia ---
PTOS: CdemKW      hdia      demKW
.....
.....
.....
DFIM

```

Figura 4.28: Parâmetros definidos no Modelo da Carga.

Assim, os índices ENS e CENS podem ser determinados do seguinte modo:

a) Considerando Carga Constante (valor Médio ou Máximo)

- O valor da ENS será dado pelo valor da carga multiplicado pelo tempo de duração da falha ou pelo tempo de manobra em horas. Este tempo depende das medidas corretivas tomadas, o que vai determinar se o bloco de carga irá aguardar o tempo de duração da falha ou o tempo de manobra.
- O valor de CENS será o custo correspondente ao tempo de duração da falha ou tempo de manobra em minutos obtido da Função de Custo de Interrupção do consumidor, que depende do tipo de carga conforme mostra a Tabela A.2 do apêndice A.
- Atualizar os vetores ENS[i] e CENS[i].

b) Considerando Carga Variável

- Buscar a curva de carga do consumidor do bloco de carga BL_i
- Percorrer os dados de demanda desde a hora que ocorreu a falha (H_f) até o tempo que a carga ficará fora de serviço (H_d), que pode ser o tempo de duração da falha ou de manobra do bloco falhado. Suponha que o início da falta seja $H_f=13h$ e o tempo que a carga ficará fora seja $H_d=3,5 h$, a ENS será igual a $ENS = DM13 \times 1h + DM14 \times 1h + DM15 \times 1h + DM16 \times 0,5h$,

onde DM é o valor da demanda em um determinado instante do tempo, conforme mostra a Figura 4.29. O valor de $CENS$ será o custo correspondente ao valor de Hd , multiplicando por 60 para passar para minutos, obtido da Tabela A.2 para o respectivo tipo de consumidor.

- Atualizar os vetores $ENS[i]$ e $CENS[i]$.

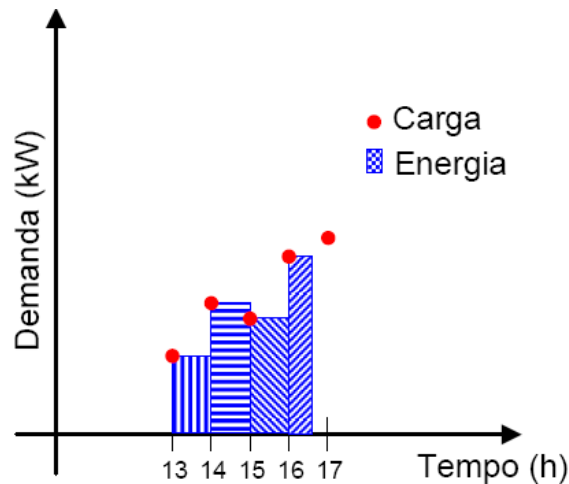


Figura 4.29: Curva de carga hipotética durante uma falha

4.8.1.2 Função para Avaliar a Existência de Chave de Recurso

Esta função analisa a possibilidade de uma determinada carga (bloco com carga) ser suprida por um alimentador de recurso, devolvendo como resultado: 0 - não ou 1 - sim.

Para determinar se o recurso é capaz de alimentar uma determinada Carga Cg_i , deve-se buscar os valores de demanda que se inicia em Hf (hora que ocorreu a falha) e termina no valor correspondente a $Hf+Hd$, onde Hd é o tempo que a carga ficará interrompida. Assim devem ser executados os seguintes procedimentos:

- Determinar qual é a ilha a que pertence o ponto de carga analisado, exemplo Figura 4.3;
- Verificar se existe chave de recurso que possa ser ligado a esta ilha. Caso negativo, parar o procedimento e retornar valor da função como 0 (zero).
- Percorrer todos os pontos de carga da ilha e buscar o maior valor de demanda no intervalo de $Hf+Hd$ e armazená-la em um vetor;

- d) Fechar a chave de interligação do recurso;
- e) Executar o fluxo de potência do alimentador de recurso, considerando os valores de carga máxima no intervalo de falha, e verificar se a potência na entrada do alimentador de recurso ultrapassou o limite máximo, o qual é definido pelo usuário no arquivo de dados de entrada Figura A.2 do apêndice A. Verificar também se o menor valor da queda de tensão no alimentador é superior ao valor mínimo estipulado pela ANEEL [85]. Atendendo aos dois requisitos parar o processo, abrir a chave de interligação do recurso e retornar a função com valor 1;
- f) Percorrer todas as cargas da ilha e verificar as que não tem prioridade de corte e retirar uma a uma, de forma a desligar o menor número de consumidores e em seguida a menor potência, até que se satisfaça as condições do item (e). Se acabar as carga sem prioridades passar para as cargas com prioridade, desligando na ordem crescente de prioridades até que se satisfaça as condições do item (e). Guardar a identificação das cargas a serem cortadas;
- g) Verificar se a carga a ser analisada esta na relação de cortes. Caso negativo, abrir a chave de interligação do recurso e retornar a função com valor 1;
- h) Abrir a chave de interligação do recurso e retorna a função com valor 0.

4.8.1.3 Função para avaliar a GD

Esta função analisa a possibilidade de uma determinada carga (bloco de carga) ser suprida pela GD, devolvendo como resultado: 0 - não ou 1 - sim. Esta avalia apenas a GD conectada na rede de distribuição conforme mostra Figura 4.3.

Para determinar se a GD é capaz de alimentar uma determinada Carga Cg_i durante o tempo que se inicia em H_f (hora que ocorreu a falha) e termina no valor correspondente a H_f+H_d , onde H_d é o tempo que a carga ficará interrompida, deve ser executado os seguintes procedimentos:

- A) Isolar o bloco falhado, ou seja, abrir todos os equipamentos de proteção e/ou manobra que fazem fronteira com o bloco falhado.

- B) Determinar qual é a “ilha” que contém o bloco de carga a ser analisado, exemplo Figura 4.3;
- C) Verificar se existe GD na “ilha”. Caso negativo, parar o procedimento e retornar valor da função como 0 (zero).
- D) Determinar o intervalo de avaliação, ou seja, o tempo de falha H_d será dividido em subintervalos e a análise será feita em cada subintervalo. Foi considerado que o intervalo será de 10 minutos, devido a curva de velocidade do vento estar em intervalos de 10 minutos. Assim, $dt=10/60$ h;

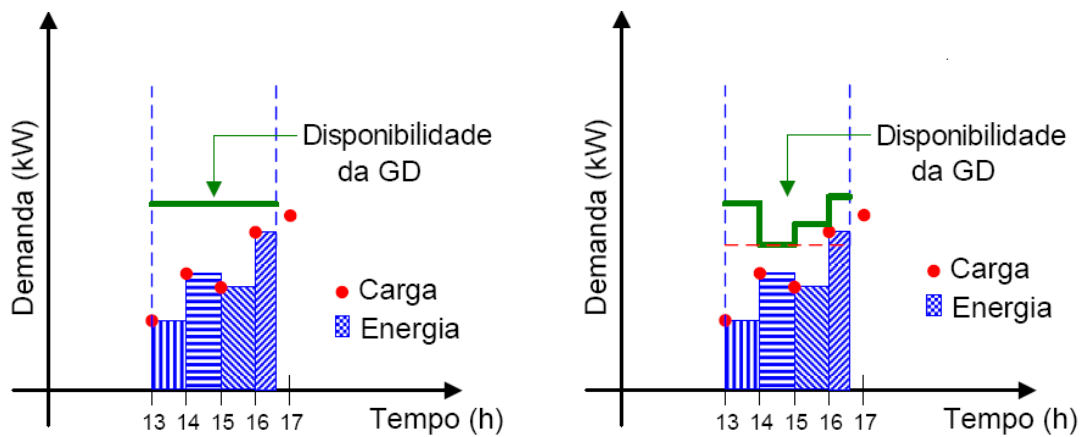
Comentário: A escolha dos valores do intervalo foi feita de forma a avaliar a GD cuja fonte primária seja de natureza intermitente (ex. vento). Assim, admitiu-se que dentro deste intervalo não haja uma variação significativa da fonte primária (vento). Este intervalo é um parâmetro de entrada podendo ser mudado antes da execução do programa. Para a GD Fixa ou Eólica Modelo I será gerado um número aleatório apenas no primeiro subintervalo, que irá definir sua geração, de acordo com os respectivos modelos, e esta será mantida constante nos demais subintervalos.

- E) Percorrer os n subintervalos, iniciando no instante de falha H_f e incrementando de dt em cada passo, e para cada instante considerado determinar o valor da geração, conforme descrito na seção 4.3, observando o modelo de geração a ser considerado. Para o mesmo instante, definir o valor da carga em todos os pontos de carga, observando também o modelo de carga conforme descrito na seção 4.5. Neste mesmo instante, executar o fluxo de potência na “ilha”, que contém a GD, e verificar se a potência gerada na “ilha” é maior que a carga da “ilha” e se os níveis de tensão estão dentro dos intervalos definidos pela regulamentação da ANEEL [86], ou seja, $0,90 \leq V(pu) \leq 1,05$. Caso seja violado o nível de tensão ou a potência gerada seja inferior a carga, deve-se executar os devidos cortes de carga, seguindo o critério definido na seção 4.6 item 1, até atender a potência gerada e o nível de tensão. A análise dos cortes de carga é feito através da função “Desliga Carga” que avalia, em um determinado instante de tempo, se a carga analisada (Cg_i) será cortada. Esta função tem como entrada o bloco de carga a ser analisado e a “ilha”, a qual contém o bloco de carga. Assim, a função

“Desliga Carga” verifica se a geração é maior do que a carga e caso isso não aconteça realiza cortes de cargas, seguindo o critério definido na seção 4.7. A função “Desliga Carga” tem como retorno o valor 0 - se a carga não for cortada ou 1 - se a carga for cortada. Caso o valor da função “Desliga Carga” seja 1, parar a avaliação e retorna a função “Analisa GD” com o valor 0, caso contrário continuar o intervalo seguinte. A Figura 4.30 mostra uma condição hipotética onde, tanto para GD fixa quanto para GD variável, a carga é atendida durante o período da falha;

Comentário: A fim de se evitar um número excessivo de manobras, durante o intervalo de falha, foi definido que a GD somente seria considerada se esta fosse capaz de suprir a carga durante este intervalo. Assim, se em um dos sub-intervalos houver violação, de geração ou de nível de tensão, o “ilhamento” não será possível.

F) Caso chegue a este ponto retorna a função com valor 1;



(a) GD Fixa durante a falha.

(b) GD Variável durante a falha.

Figura 4.30: Curva de carga hipotética durante a falha com GD

4.8.2 Metodologia SMCII

Esta metodologia foi desenvolvida tomando como base a metodologia usada para estudo de confiabilidade em redes de transmissão utilizando Simulação Monte Carlo seqüencial [9]. Nesta, gera-se a série sintética de operação/falha para cada elemento da rede, conforme descrito na seção 4.8, e a seguir faz-se a combinação das mesmas, de forma a definir uma curva de transição única com as várias combinações das séries de seus respectivos elementos. A Figura 4.31 mostra um exemplo hipotético da combinação das séries de transição de quatro elementos.

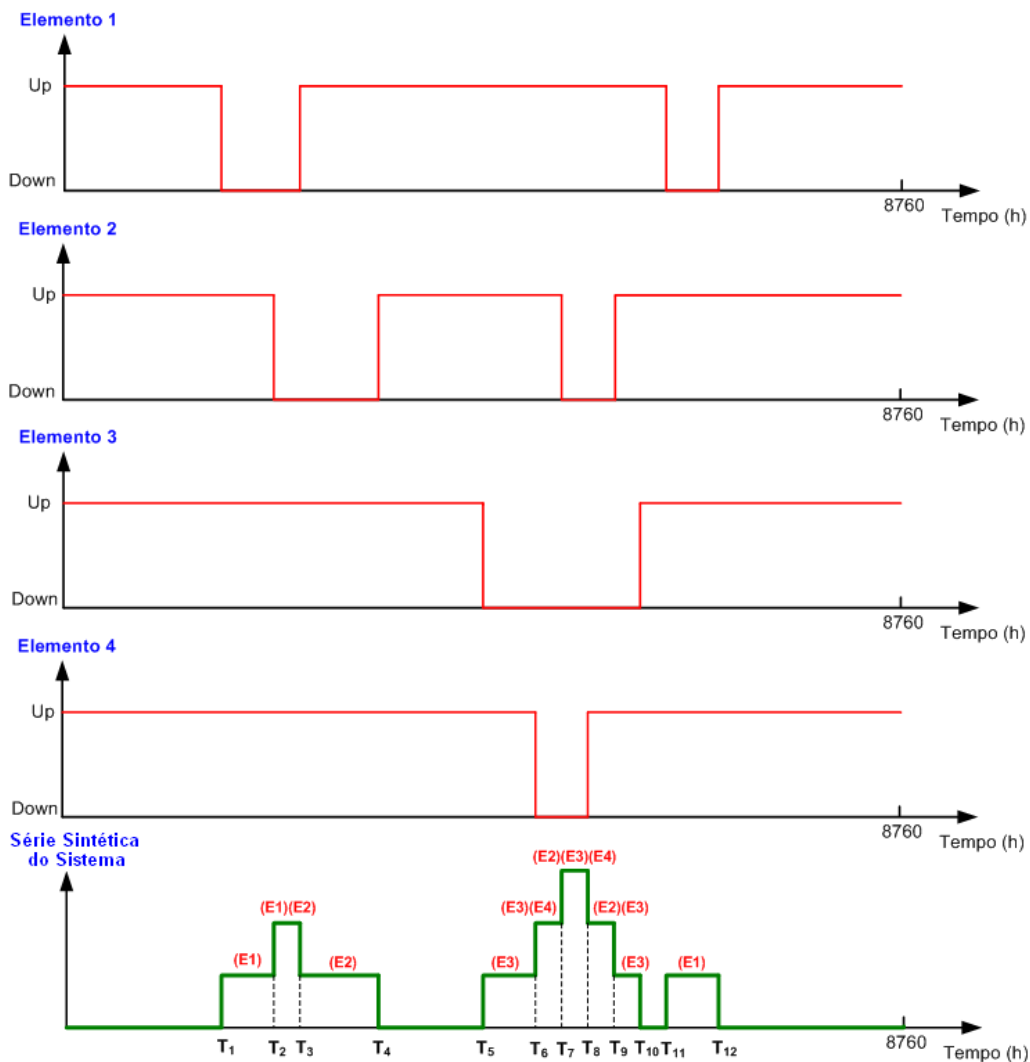


Figura 4.31: Exemplo hipotético de uma combinação de séries sintéticas de operação de elementos modelados a dois estados.

Conforme mostra a Figura 4.31 a série sintética do sistema será composta de 9 (nove) estados com elementos falhados. Como eses estados são obtidos pela transição de estados de um elemento da rede, eles serão chamados de “Transições” nesta

metodologia. Estas transições (estados) estão descritos a seguir.

- Transição 1
 - Tempo de início (To): T_1
 - Tempo de Fim (Tf): T_2
 - Duração: $T_2 - T_1$
 - Elemento(s) Falhado(s): Elemento 1

- Transição 2
 - Tempo de início (To): T_2
 - Tempo de Fim (Tf): T_3
 - Duração: $T_3 - T_2$
 - Elemento(s) Falhado(s): Elemento 1 e Elemento 2

- Transição 3
 - Tempo de início (To): T_3
 - Tempo de Fim (Tf): T_4
 - Duração: $T_4 - T_3$
 - Elemento(s) Falhado(s): Elemento 2

- Transição 4
 - Tempo de início (To): T_5
 - Tempo de Fim (Tf): T_6
 - Duração: $T_6 - T_5$
 - Elemento(s) Falhado(s): Elemento 3

- Transição 5
 - Tempo de início (To): T_6
 - Tempo de Fim (Tf): T_7
 - Duração: $T_7 - T_6$
 - Elemento(s) Falhado(s): Elemento 3 e Elemento 4

- Transição 6
 - Tempo de início (To): T_7
 - Tempo de Fim (Tf): T_8
 - Duração: $T_8 - T_7$

- Elemento(s) Falhado(s): Elemento 2, Elemento 3 e Elemento 4
- Transição 7
 - Tempo de início (To): T_8
 - Tempo de Fim (Tf): T_9
 - Duração: $T_9 - T_8$
 - Elemento(s) Falhado(s): Elemento 2 e Elemento 3
- Transição 8
 - Tempo de início (To): T_9
 - Tempo de Fim (Tf): T_{10}
 - Duração: $T_{10} - T_9$
 - Elemento(s) Falhado(s): Elemento 3
- Transição 9
 - Tempo de início (To): T_{11}
 - Tempo de Fim (Tf): T_{12}
 - Duração: $T_{12} - T_{11}$
 - Elemento(s) Falhado(s): Elemento 1

Assim, nota-se que existe uma lista de transições, onde cada uma contém um tempo de início e o tempo de fim, o que define uma duração de interrupção, e os respectivos elementos falhados em cada transição. Isto pode ser visto na Figura 4.32, a qual mostra uma lista de transições e para cada transição tem-se uma lista de elementos falhados.

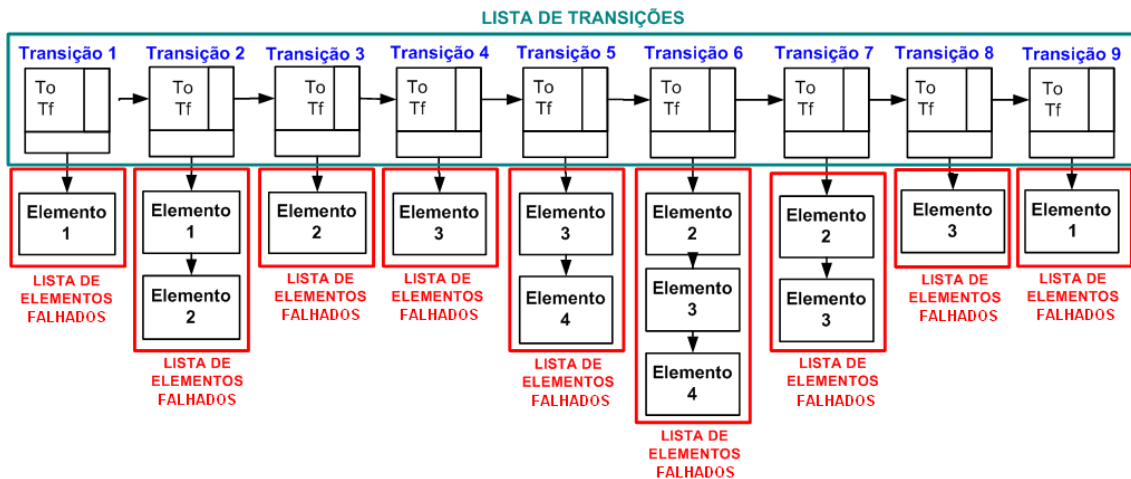


Figura 4.32: Lista de transições do exemplo hipotético.

A metodologia da SMCII foi criada utilizando uma estrutura orientada a objetos de forma a facilitar seu desenvolvimento. Assim, foram criados os seguintes objetos: elemento, lista de elementos, elemento de transição, lista de transição, Dados de Bloco e Lista de Dados de Blocos cujas estruturas são detalhadas a seguir:

1 - Elemento

O elemento é um objeto da classe “Elemento” a qual contém a estrutura descrita na Tabela 4.4.

Tabela 4.4: Descrição da Classe Elemento

Classe: Elemento
Atributos
NmSE NoID Al_ID IDCtrl Status CodFl Txf Trp MatTrans

Onde:

- NmSE - Nome da subestação a qual pertence o elemento;
- NoID - Número que identifica o elemento, caso seja barramento, este será o número do barramento, se for bloco este será o número do bloco no alimentador;
- Al_ID - Ponteiro para o alimentador, ou seja, define qual alimentador pertence o elemento;
- IDCtrl - Número que identifica o tipo do elemento (0 - alimentador, 1 - bloco, 2 - Barramento de MT e 3 - Barramento de AT);
- Status - Parâmetro auxiliar (0 - desligado e 1 - ligado), utilizado na montagem da lista de transições, a ser descrita a seguir;
- CodFl - Parâmetro que define se a falha é interna ao elemento ou externa ao elemento (0 - externa e 1 - interna), conforme descrito na seção 4.4;
- Txf - Taxa de falha do elemento a ser fornecida através de arquivo;

- Trp - Duração média de falha (Tempo médio de reparo) do elemento a ser fornecida através de arquivo;
- MatTrans - É uma matriz (2xN), que guarda a série sintética de transições do elemento ao longo de um determinado ano de simulação. Na primeira coluna tem-se o número de transições, nas colunas seguintes tem-se as transições, onde, na primeira linha o instante inicial (To) e na segunda linha o instante final (Tf);

2 - Lista de Elementos

A lista de elementos é uma lista encadeada de objetos do tipo elemento. Guarda todos os elementos do sistema.

3 - Elemento de Transição

É um objeto da classe "ElementoTrans", a qual contém a estrutura descrita na Tabela 4.5, a qual, representa a estrutura de transição sugerida no exemplo hipotético da Figura 4.32.

Tabela 4.5: Descrição da Classe ElementoTrans

Classe: ElementoTrans
Atributos
To Tf Dt VStaAnt lstElemtoTrans

Onde:

- To - Tempo de início da contingência em horas;
- Tf - Tempo final da contingência em horas;
- Dt - Tempo de duração da contingência em horas;
- VStaAnt - Vetor dinâmico, de números inteiros, cujo comprimento é o número de elementos falhados na transição. Sua função é informar a condição anterior do elemento (0-falhado ou 1-não falhado) caso a transição seja seqüencial;
- lstElemtoTrans - Lista encadeada que contém os elementos (objetos) que irão falhar em uma determinada transição;

4 - Lista de Transições

A lista de transições é uma lista encadeada de objetos do tipo elemento de transição. Conforme mostra a Figura 4.33.

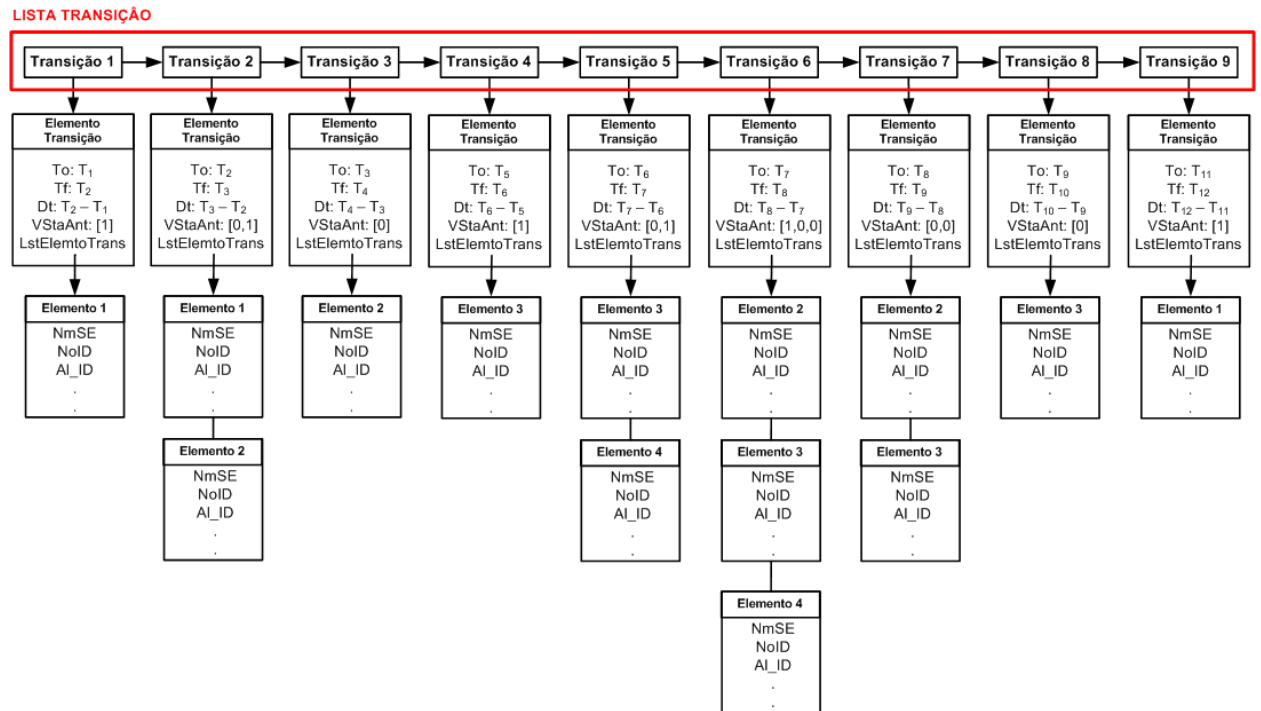


Figura 4.33: Estrutura da lista encadeada de transições do exemplo hipotético.

5 - Dados de Bloco

O objeto Dados de Bloco é oriundo da classe “DadosBloco”, criada para guardar os dados necessário a determinação dos índices de confiabilidade dos blocos de carga. A estrutura desta classe é descrita na Tabela 4.4.

Tabela 4.6: Descrição da Classe DadosBloco

Classe: DadosBloco
Atributos
NumBloco Ens Cens Dmicm SDmicm Ndmic Nint TTd Dic Fic lstDic lstFic lstEns

Onde:

- NumBloco - Número do bloco de carga;
- Ens - Energia não suprida do bloco de carga (kWh/ano);
- Cens - Custo da energia não suprida do bloco (R\$/ano);
- Dmicm - Duração contínua de indisponibilidade máxima no ano (h);
- SDmicm - valor acumulativo do DMICm ao longo dos anos simulados;
- Ndmic - Número de vezes que o DMICm ultrapassou um valor limite pré-definido;
- Nint - Número de interrupções de energia ocorrida no bloco de carga (Int/ano);
- TTd - Tempo de indisponibilidade do bloco de carga (h/ano);
- Dic - Índice de indisponibilidade média do bloco de carga (h/ano);
- Fic - Índice da Frequência de indisponibilidade média do bloco de carga (int/ano);
- lstDic - Lista dos valores do Dic ao longo dos anos simulados;
- lstFic - Lista dos valores do Fic ao longo dos anos simulados;
- lstEns - Lista dos valores da Ens ao longo dos anos simulados;

6 - Lista de Dados de Blocos

A lista de dados de bloco é uma lista encadeada de objetos do tipo “DadosBloco”. Conforme mostra a Figura 4.34.

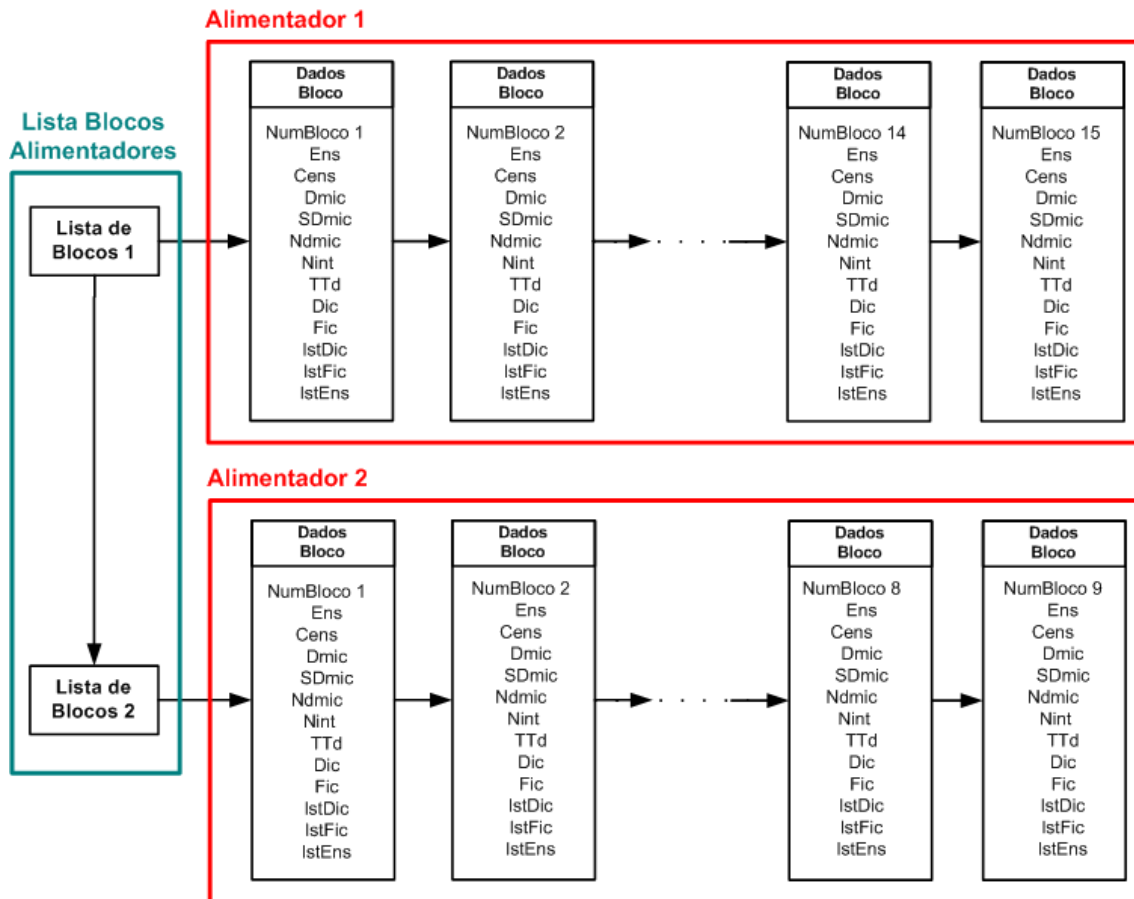


Figura 4.34: Estrutura da lista encadeada de Blocos de Dados.

De forma simplificada a metodologia da SMCII consiste em:

- 1- Gerar a lista de elementos com todos os elementos da rede;
- 2- Para cada ano de simulação executar as seguintes tarefas:
 - (a) Gerar as séries sintéticas de operação/falha para os elementos da lista de elementos;
 - (b) Verificar se haverá falhas no ano de simulação atual, caso contrário passar para o próximo ano;
 - (c) Gerar a lista de transição e seus respectivos elementos falhados;
 - (d) Percorrer a lista de transição e determinar quais os alimentadores serão afetados;
 - (e) Percorrer cada alimentador afetado e para cada um executar as seguintes etapas:
 - i. Percorrer cada bloco com carga do alimentador afetado e para cada um avaliar a lista de transição da seguinte forma:

- Para cada transição avaliar os elementos falhados e suas influências no bloco de carga em questão, considerando todas as medidas corretivas descritas na seção 4.7;
 - Caso o bloco seja interrompido, guardar o tempo de duração de interrupção, incrementar o número de interrupção, determinar o ENS e o CENS, atualizar o DMICm, VPEN e o NDMIC, posteriormente armazenar estes parâmetros na estrutura de dados deste bloco;
 - Após ter percorrido todas as transições, determinar os índices de confiabilidade do bloco de carga (DIC, FIC, ENS, CENS, DMICm) e posteriormente armazenar estes parâmetros na estrutura de dados deste bloco;
- (f) Percorrer todos os blocos de carga e determinar o valor coeficiente de variação e guardar o maior deles, caso este valor seja maior que 5% ou ainda não tenha sido atingido o número máximo de simulações, passar para o próximo ano de simulação;
- 3- Determinar os valores médios dos índices (DIC, FIC, ENS, DMICm, NDMIC);
- 4- Determinar os índices de conjunto (DEC, FEC, ENS, CENS);

A seguir é feita uma descrição detalhada da SMCII.

O procedimento para execução da metodologia SMCII consiste nos seguintes passos:

PASSO 1

Ler os arquivos de dados e montar a lista de elementos. Este passo consiste em percorrer todas as subestações do sistema, para cada subestação percorrer todos os alimentadores de MT e para cada Alimentador executar as seguintes tarefas:

- A) Ler os dados de confiabilidade do barramento de AT (exemplo, barra de 33kV da Figura A.1 do Apêndice A) da Subestação (SE): Nome da subestação (NOME_SE), taxa de falha externa (TXF), duração média de falha externa em horas (TR_H), taxa de falha interna (TXF_INT) e duração média de falha interna (TR_H_INT).

Assim, caso seja considerado a possibilidade de haver falhas no barramento de AT da SE e existam dados da taxa de falha (interna e externa) e duração média de falha (interna e externa), serão adicionados a lista de elementos. A Figura 4.35 mostra dois elementos adicionados a lista de elementos referentes a falha no

barramento de AT da SE (IDCtrl = 3), elemento 1 para falhas externas (CodFl = 0) e o elemento 2 a falhas internas (codFl = 1).

Elemento 1	Elemento 2
NmSE = SE_RBTS_2 NoID = 1 Al_ID = ALDJ1 IDCtrl = 3 Status = 1 CodFl = 0 TxF = 0.05 Trp = 2 h MatTrans = []	NmSE = SE_RBTS_2 NoID = 1 Al_ID = ALDJ1 IDCtrl = 3 Status = 1 CodFl = 1 TxF = 0.001 Trp = 5 h MatTrans = []

Figura 4.35: Elementos criados para o alimentador “ALDJ1” referente ao barramento de entrada Subestação.

Pode-se observar que o elemento sempre fica associado ao alimentador, pois o estudo da confiabilidade será realizado percorrendo os pontos de carga dos alimentadores e a lista de transição, onde cada alimentador já está vinculado a uma subestação. Assim, caso seja considerado a falha no barramento de AT da SE, cada alimentador da mesma, terá pelo menos um elemento associado. Será mostrado mais adiante que ao gerar a série sintética de operação/falha para um desses elementos (correspondente a falha do barramento AT) todos os outros receberão a mesma série, pois a falha do barramento AT da SE desligará simultaneamente todos os alimentadores ligados a ele.

- B) Ler os dados de confiabilidade do barramento de MT da SE (exemplo: barra de 11kV da Figura A.1): Nome da subestação (NOME_SE), número do nó de interligação do alimentador ao barramento de MT da SE (NO_ALIM), taxa de falha externa (TXF), duração média de falha externa em horas (TR_H), taxa de falha interna (TXF_INT) e duração média de falha interna (TR_H_INT).

A Figura 4.36 mostra dois elementos adicionados a lista de elementos referentes a falha no alimentador ALDJ2 (IDCtrl = 2), elemento 3 para falhas externas (CodFl = 0) e o elemento 4 a falhas internas (CodFl = 1).

Elemento 3	Elemento 4
NmSE = SE_RBTS_2 NoID = 4 AI_ID = ALDJ2 IDCtrl = 2 Status = 1 CodFI = 0 TxF = 0.056 Trp = 1.04 h MatTrans = []	NmSE = SE_RBTS_2 NoID = 4 AI_ID = ALDJ2 IDCtrl = 2 Status = 1 CodFI = 1 TxF = 0.065 Trp = 5.0 h MatTrans = []

Figura 4.36: Elementos criados para o alimentador "ALDJ2" referente ao barramento de MT da Subestação.

- C) Ler os dados de confiabilidade do Alimentador: taxa de falha e a duração média de falha. Estes parâmetros correspondem a falhas que desligam apenas o alimentador, por exemplo, por incapacidade de geração.

A Figura 4.38 mostra o elemento adicionado a lista de elementos referentes ao desligamento do alimentador ALDJ2 (IDCtrl = 0), elemento 5 (codFI = 1).

Elemento 5
NmSE = SE_RBTS_2 NoID = 4 AI_ID = ALDJ2 IDCtrl = 0 Status = 1 CodFI = 1 TxF = 9.61 Trp = 35.64 h MatTrans = []

Figura 4.37: Elemento criados para o alimentador "ALDJ2" referente ao desligamento do Alimentador.

- D) Ler os dados de confiabilidade dos blocos do alimentador: na estrutura de dados utilizada existe uma função que cria uma lista de blocos de um alimentador específico já determinando a taxa de falha e a duração média de falha dos trechos pertencentes ao bloco. Assim, para o alimentador em questão, percorrer a lista de blocos e adicionar à lista de elementos um elemento relativo a este bloco.

A Figura 4.38 mostra os elementos 6 e 7 adicionados a lista de elementos referentes ao bloco 2 e 3 do alimentador ALDJ2 (IDCtrl = 1).

Elemento 6	Elemento 7
NmSE = SE_RBTS_2	NmSE = SE_RBTS_2
NoID = 2	NoID = 3
Al_ID = ALDJ2	Al_ID = ALDJ2
IDCtrl = 1	IDCtrl = 1
Status = 1	Status = 1
CodFl = 1	CodFl = 1
TxF = 0.058	TxF = 0.039
Trp = 5.00 h	Trp = 5.0 h
MatTrans = []	MatTrans = []

Figura 4.38: Elemento criados para o bloco 2 e 3 do alimentador “ALDJ2”.

PASSO 2

Incrementar o contador de anos de simulações, o qual é iniciado com valor zero.

ContAnos = ContAnos + 1 ;

PASSO 3

Executar a função “Construir a Lista de Transições”. Nesta função será gerada a série sintética de operação/falha de cada elemento da lista de elementos e se houver transições dentro de um ano (8760h), estas deverão ser guardadas na matriz do campo “MatTrans” do elemento. Em seguida será feita a combinação das séries de forma a definir os intervalos de transição e os elementos falhados. A função tem como saída a informação de existência de falha (Existe_falha = true) e a lista com as transições. Assim, neste passo serão executadas as seguintes tarefas:

a) Percorrer todas as subestações e para cada uma avaliar/executar:

- Caso seja considerada a possibilidade de haver falhas no barramento de AT da subestação, percorrer a lista de elementos e para o primeiro elemento encontrado que atenda às condições: IDCtrl = 3 (falha barramento de AT), CodFl = 0 (falha externa) e NomeSubst = SEAtual, gerar a curva de transição utilizando os valores da taxa de falha e a duração média de falha do elemento, através da transformação inversa descrita na seção 4.8. Caso haja transição dentro de um ano (8760h), copiar estas para os demais elementos que satisfaçam as mesmas condições e atualizar a variável “Existe_Falha” = true. Caso não haja transição parar o processo e passar para o próximo item. Voltar ao início da lista de elementos e executar a mesma busca agora para falha interna ao barramento (CodFl=1).

- Caso seja considerada a possibilidade de haver falhas no barramento de MT da subestação, percorrer todos os alimentadores e para cada alimentador, buscar o nó de ligação com o barramento de MT e armazená-lo na variável “NoAlim”, percorrer a lista de elementos e para o primeiro elemento encontrado que atenda às condições: IDCtrl = 2 (falha barramento de MT), CodFl = 0 (falha externa), NomeSubst = SEAtual e NoID = NoAlim, gerar a curva de transição. Caso haja transição dentro de um ano copiar estas para os demais elementos que satisfaçam as mesmas condições e atualizar a variável “Existe_Falha” = true. Caso não haja transição parar o processo e passar para o próximo item. Voltar ao início da lista de elementos e executar a mesma busca agora para falha interna ao barramento (CodFl=1).
- Caso seja considerada a possibilidade de haver falhas no Alimentador devido a falta de capacidade de geração, por exemplo, percorrer a lista de elementos e aqueles que atendem às condições: IDCtrl = 0 (desligamento do alimentador) e NomeSubst = SEAtual, gerar a curva de transição. Caso haja transição dentro de um ano atualizar a variável “Existe_Falha” = true.
- Gerar a curva de transição dos elementos que representam os blocos, ou seja, percorrer a lista de elementos e aqueles que atendam às condições: IDCtrl = 1 (desligamento do bloco) e NomeSubst = SEAtual, gerar a curva de transição. Caso haja transição dentro de um ano atualizar a variável “Existe_Falha” = true.
- Caso seja considerado a possibilidade de inclusão de interrupções devido a manutenção programada, percorrer o arquivo com os dados destas interrupções e para cada registro percorrer a lista de elementos e identificar o elemento correspondente passando para a curva de transição do mesmo o instante inicial e a duração da interrupção.
- Caso haja transição dentro do ano de simulação, ou seja, “Existe_Falha” = true, percorrer a lista de elementos e fazer a combinação das transições, conforme mostrado na Figura 4.31 e montar a lista de transição conforme mostra a Figura 4.33.

PASSO 4

Caso não exista transição na lista de transições, ou seja, “Existe_Falla = false”, voltar ao passo 2, caso contrário percorrer todas as subestação ($Se=1..Nse$, onde Nse é o número total de subestações). Para cada subestação percorrer todos os alimentadores ($Al=1..Nal$, onde Nal é o número total de alimentadores) e para cada alimentador, executar as seguintes tarefas:

(1) Percorrer todos os blocos ($i=1..Nb$, onde Nb é o número de blocos no alimentador Al) e para os que possuem carga (BL_i) executar as seguintes tarefas:

(a) Percorrer a lista de transições e para cada transição ($TRANS_k$), onde o instante da falha “InstFalha” é definido pelo parâmetro “To” e a duração máxima da falha “DurMaxFalha” pelo parâmetro “Dt”, executar as etapas seguintes inicializando o parâmetro tempo de manobra “Tman” com o valor zero:

- BuscaUm: essa função verifica se há algum elemento falhado entre o bloco de carga BL_i e a subestação e se há falha dentro da subestação. Assim, tem-se como retorno os seguintes valores: 0 - se há elemento(s) falhado(s) no caminho do bloco de carga (BL_i) até a barra da SE; 1 - não há elemento(s) falhado(s) entre o bloco de carga (BL_i) e a SE; 2 - há falha no barramento de MT que está ligado o alimentador do bloco de carga ou do barramento de AT da SE.
- Se o resultado da BuscaUm for “1”, ou seja, se não existirem elementos falhados entre BL_i e o barramento principal da SE, deve-se determinar o tempo de manobra “Tman” dos elementos falhados que afetem o bloco BL_i . Para isso deve ser levado em consideração a existência de religadores e chaves seccionadoras automáticas, da mesma forma como foi descrito no item (a) do passo (6) da seção 4.8.1, lembrando que agora deve ser analisado todos os elementos falhados da transição $TRANS_k$ pertencente ao alimentador de BL_i .

Comentário: Antes de computar o tempo de manobra deve ser verificado se o elemento falhado já se encontra manobrado, de acordo com o valor da posição do elemento no vetor “VStaAnt” pertencente a classe

“ElementoTrans”, conforme Tabela 4.5. Caso a transição atual seja consecutiva a outra, este tempo foi contabilizado na transição anterior. O vetor “VStaAnt” é atualizado após a montagem da lista de transição, onde é verificado nas transições seguidas qual a condição do elemento falhado na transição anterior (0-falhado ou 1-não falhado).

- Se o resultado da BuscaUm for “0” ou “2”, deve ser executada a função “BuscaDois”, a qual verifica se existe Alimentador de recurso ou geração distribuída capaz de alimentar o bloco BL_i . Assim, tem-se como retorno os seguintes valores: 0 - quando a carga for desligada; 1 - se a o bloco de carga pode ser alimentada por uma GD; 2 - se a carga for alimentada por um alimentador de recurso.

Comentário: Dentro desta função são executadas as funções “Avalia chave de recurso”, “Avalia GD” e “Avalia GD de barra” descritas nas seções 4.8.1.2, 4.8.1.3 e 4.8.2.1, respectivamente. Lembrando que agora não deve ser isolado apenas um bloco falhado mas sim todos os que tiverem na lista de elementos ($IDCtrl=1$) falhados da transição $TRANS_k$.

- Se o resultado da BuscaDois for “1” ou “2”, deve-se determinar o tempo de manobra “Tman”, o qual será composto pelo tempo de manobra dos elementos falhados que afetem o bloco BL_i e o tempo de manobra da GD (caso o resultado da busca seja “1”) ou o tempo de manobra da chave de recurso (caso o resultado da busca seja “2”). Se o resultado da BuscaDois for “0”, a variável “Tman” será igual a duração máxima de falha (“DurMaxFalha”).

Comentário: Como pode haver elementos de transição consecutivos, conforme exemplo Figura 4.31, foi criada uma variável definida como duração máxima de falha real ($DurMaxFReal$), a qual irá acumular a duração máxima de falha durante as transições consecutivas e outra definida como tempo de manobra real ($TmanReal$), a qual irá acumular o tempo de manobra.

- Verificar se a próxima transição ($TRANS_{k+1}$) é consecutiva a transição atual ($TRANS_k$), ou seja, o valor de “Tf” da transição atual ($TRANS_k$) é igual ao “To” da próxima transição $TRANS_{k+1}$. Caso afirmativo,

acumular o tempo de manobra, ou seja, $TmanReal = TmanReal + Tman$, passar para próxima transição e voltar ao item da BuscaUm.

- Caso o tempo de manobra real em minutos ($TmanReal/60$) seja menor que 1 minuto (resolução ANEEL [4]) ou igual a 0, zerar este parâmetro ($TmanReal = 0$) e passar para próxima transição e voltar ao item da Busca_Um.
- Determinar os parâmetros de ENS e CENS desde bloco de carga (BL_i), conforme descrito na seção 4.8.1.1, onde o instante da falha é o valor de “To” da $TRANS_k$ e a duração é o valor de “TmanReal”.
- Atualizar os parâmetros da lista de dados do bloco BL_i (Tabela 4.6) localizado na lista de blocos do alimentador Al, conforme mostra a Figura 4.34.

- Incrementar o parâmetro Nint de uma unidade, ou seja, $Nint = Nint + 1$;
- Somar ao parâmetro Ens o valor determinado de ENS;
- Somar ao parâmetro Cens o valor determinado de CENS;
- Somar ao parâmetro TTd o valor de TmanReal;
- Se o valor do parâmetro Dmicm for menor que o valor de TmanReal, substituir o valor do Dmicm pelo valor de TmanReal;
- Se o valor de TmanReal for maior que o valor de MaxDmicm, incrementar o parâmetro Ndmic de uma unidade, ou seja, $Ndmic = Ndmic + 1$;

Comentário: o valor padrão da duração máxima de interrupção (MaxDmicm) é definido pela ANEEL [4] para o conjunto a qual pertence os consumidores do bloco de carga BL_i .

- Zerar os parâmetros “DurMaxFReal” = 0 e “TmanReal” = 0 ;
- Passar para próxima transição e voltar ao item da BuscaUm.

(2) Atualizar o valor dos índices da lista de blocos do alimentador “Al”, percorrer todos os blocos ($i=1...Nb$, onde Nb é o número de blocos no alimentador Al) e para os que possuam carga (BL_i) executar as seguintes tarefas:

- Incrementar o parâmetro Sdmicm do valor de Dmicm, ou seja, $Sdmicm = Sdmicm + Dmicm$;
- Zerar o parâmetro Dmicm, $Dmicm = 0.0$;
- Atualizar o parâmetro Fic, $Fic = Fic + (Nint/(8760-TTd)) \times 8760$;
- Adicionar a lista de valores de Fic (lstFic) o valor do índice FIC até a iteração atual, ou seja, adicionar o valor de Fic/ContAnos.
- Calcular a duração média de falha, $TTr = (TTd/Nint)$;
- Atualizar o parâmetro Dic, $Dic = Dic + Fic \times TTr$;
- Adicionar a lista de valores de Dic (lstDic) o valor do índice DIC até a iteração atual, ou seja, adicionar o valor de Dic/ContAnos.
- Adicionar a lista de valores de Ens (lstEns) o valor do índice ENS até a iteração atual, ou seja, adicionar o valor de Ens/ContAnos.

PASSO 5

Após percorrer todos os alimentadores verificar se o índice de variação em todos os blocos de carga já atingiu o valor mínimo, o qual foi definido como $\alpha \leq 5\%$, e executar as seguintes tarefas:

- (1) Se o resto da divisão de $(ContAnos/100) \neq 0$, volta para o Passo 2.

Comentário: A fim de minimizar o tempo computacional, foi definido que esse teste será realizado a cada 100 anos de simulação. Logo deve ser verificado se o número número de ContAnos é múltiplo de 100, ou seja basta dividir ContAnos por 100 e verificar se o resto é zero.

- (2) Zerar o coeficiente de variação global $CoefVarGlobal = 0$;
- (3) Percorrer todos os alimentadores ($Al=1..Nal$), para cada alimentador, percorrer todos os blocos ($i=1..Nb$) e para os que possuírem carga (BL_i) executar as seguintes tarefas: as seguintes tarefas:
 - Determinar a média (MedDic) e o desvio padrão (DesvDic) para todos os índices armazenados relativos ao DIC.
 - Determinar o valor do coeficiente de variação do bloco (BL_i) para o DIC:
 $VarBl = DesvDic/MedDic$;

- Atualizar o coeficiente de variação global: se $\text{VarBl} > \text{CoefVarGlobal} \Rightarrow \text{CoefVarGlobal} = \text{VarBl}$;
- Determinar a média (MedFic) e o desvio padrão (DesvFic) para todos os índices armazenados relativos ao FIC;
- Determinar o valor do coeficiente de variação do bloco (BL_i) para o FIC: $\text{VarBl} = \text{DesvFic}/\text{MedFic}$;
- Atualizar o coeficiente de variação global: se $\text{VarBl} > \text{CoefVarGlobal} \Rightarrow \text{CoefVarGlobal} = \text{VarBl}$;
- Determinar a média (MedEns) e o desvio padrão (DesvEns) para todos os índices armazenados relativos à ENS;
- Determinar o valor do coeficiente de variação do bloco (BL_i) para o ENS: $\text{VarBl} = \text{DesvEns}/\text{MedEns}$;
- Atualizar o coeficiente de variação global: se $\text{VarBl} > \text{CoefVarGlobal} \Rightarrow \text{CoefVarGlobal} = \text{VarBl}$;

(4) Se $\text{CoefVarGlobal} > \alpha/100$ ou $\text{ContAnos} < \text{Numero Total Anos Simulados}$ voltar ao Passo 2

PASSO 6

Calcular os índices médios. Para isto, Percorrer todos os alimentadores ($Al=1..Nal$), para cada alimentador, percorrer todos os blocos ($i=1..Nb$) e para os que possuem carga (BL_i) executar as seguintes tarefas:

- (1) $\text{Nanos} = \text{ContAnos}$;
- (2) Relativos ao ENS: $\text{Ens} = \text{Ens}/\text{Nanos}$;
- (3) Relativos ao CENS: $\text{CEns} = \text{CEns}/\text{Nanos}$;
- (4) Relativos ao DMICm: $\text{Dmicm} = \text{SDmicm}/\text{Nanos}$;
- (5) Relativos ao DIC: $\text{Dic} = \text{Dic}/\text{Nanos}$;
- (6) Relativos ao FIC: $\text{Dic} = \text{Fic}/\text{Nanos}$;

PASSO 7

Gravar Resultados. Para isto, percorrer todos os alimentadores ($Al=1..Nal$), para cada alimentador, percorrer todos os blocos ($i=1..Nb$) e para os que tiverem carga (BL_i), gravar os índices individuais e determinar os índices de conjunto DEC, FEC, ENS e CENS. Os índices de conjunto serão determinados por alimentador e pelo conjunto definidos pelos pontos de carga, estes são informados no campo “Cj” dos dados de entrada conforme mostrado na Figura A.2 do apêndice A.

O FEC será determinado pela equação 2.57, onde será utilizado a taxa de falha individual média de cada estimada. Assim para o FEC do alimentador percorrer todos os pontos de carga do alimentador considerando o número total de pontos de carga do alimentador. Para o FEC do conjunto “Cj”, verificar o total de conjunto e para cada um determinar o FEC considerando os pontos de carga e o total de pontos do conjunto.

O DEC será determinado pela equação 2.58, onde será utilizado a indisponibilidade individual média de cada estimada. Assim para o DEC do alimentador percorrer todos os pontos de carga do alimentador considerando o número total de pontos de carga do alimentador. Para o DEC do conjunto “Cj”, verificar o total de conjunto e para cada um determinar o DEC considerando os pontos de carga e o total de pontos do conjunto.

A ENS e o CENS do alimentador e dos conjuntos “Cj”, serão determinados pela soma dos valores individuais dos pontos de carga do alimentador e do conjunto, respectivamente.

4.8.2.1 Função para Avaliar a GD conectada ao Barramento da Subestação

Esta função verifica a existência de GD conectada ao barramento de Alta Tensão (AT) ou Média Tensão (MT) da subestação, conforme mostra a Figura 4.4, e analisa a possibilidade de um determinado bloco de carga (BL_i) ser suprido pela GD, devolvendo como resultado: 0 - não ou 1 - sim.

Para determinar se a GD é capaz de alimentar um determinado Bloco de Carga BL_i durante o tempo que se inicia em “To” e termina no valor correspondente a “Tf”, dados nos parâmetros da transição ($TRANS_k$) em questão, devem ser executados

os seguintes procedimentos:

- A) Percorrer a lista de elementos falhados da transição $TRANS_k$ e verificar se haverá falha no alimentador (IDContr=0), no barramento de Média Tensão (IDContr=2) e/ou Alta Tensão (IDContr=3), relacionadas ao alimentador do bloco da carga analisado (BL_i). Caso haja falha no alimentador (IDContr=0) e/ou falha interna no barramento de Média Tensão (IDContr=2 e CodFl=1) parar a função e retornar o valor 0.
- B) Caso haja falha externa relacionada ao barramento de Média Tensão (IDContr=2 e CodFl=0) do alimentador do bloco de carga (BL_i), avaliar os seguintes itens:
- Verificar se existe GD ligada ao barramento de MT:
Percorrer todos os alimentadores da subestação do bloco BL_i e aqueles cujo nó de interligação com o barramento de MT seja o mesmo do alimentador do bloco de carga, verificar se existe GD de barramento, caso positivo adicionar uma unidade ao parâmetro “ContGD”.
 - Caso “ContGD” seja igual a 0, parar a função e retornar o valor 0.
 - Verificar quais os alimentadores serão analisados:
Percorrer cada alimentador da subestação, a qual pertence o bloco BL_i , verificar se estão conectados com o barramento de MT do alimentador do bloco BL_i e se não está na lista de elementos falhados com IDContr=0, ou seja, será desligado por falta de capacidade de geração. Caso atenda estas condições adicioná-los na lista “lstALIM”.
 - Isolar todos os elementos que tiverem na lista de elementos falhados da transição $TRANS_k$, cujo parâmetro IDCtrl=1.
 - Percorrer todos os alimentadores da lista “lstALIM” e determinar a potência gerada (S_{ger}) e potência demandada (S_{dem}), acumulando estes valores.
 - Caso S_{ger} seja menor que S_{dem} , retirar o alimentador da lista que tenha a menor prioridade de corte. Verificar se o alimentador retirado é o alimentador do bloco de carga BL_i , caso positivo parar a função e retornar o valor 0, caso contrário voltar ao item anterior até que a condição de $S_{ger} \geq S_{dem}$ seja satisfeita ou não tenha mais alimentadores para serem desligados.

- Religar todos os elementos que tiverem na lista de elementos falhados da transição.
- Caso $S_{ger} \geq S_{cg}$ retornar o valor 1 caso contrário retornar o valor 0.

C) Caso haja falha no barramento de Alta Tensão (IDContr=3) na subestação do bloco BL_i e não exista GD ligado no barramento de MT, avaliar os seguintes itens:

- Verificar se existe GD ligada ao barramento de AT:
Percorrer todos os alimentadores da subestação do bloco de carga(BL_i) e aqueles cujo nó de interligação com o barramento de AT seja o mesmo e não exista na lista de elementos falhados, cujos parâmetros IDContr=3 e CodFl=1 do alimentador, verificar se existe GD de barramento, caso positivo adicionar uma unidade ao parâmetro “ContGD”.
- Caso “ContGD” seja igual a 0, parar a função e retornar o valor 0.
- Verificar quais os alimentadores serão analisados:
Percorrer cada alimentador da subestação do bloco de carga(BL_i), verificar se não está na lista de elementos falhados com IDContr=0, ou seja, será desligado por falta de capacidade de geração. Caso atenda estas condições adicioná-los na lista “lstALIM”.
- Percorrer a lista de alimentadores e verificar se existe o alimentador do bloco de carga analisado, caso não encontre parar a função e retornar o valor 0.
- Isolar todos os elementos que tiverem na lista de elementos falhados da transição. $TRANS_k$, cujo parâmetro IDCtrl=1.
- Percorrer todos os alimentadores da lista “lstALIM” e determinar a potência Gerada (S_{ger}) e a potência demandada (S_{dem}), acumulando estes valores.
- Caso S_{ger} seja menor que S_{dem} , retirar o alimentador da lista que tenha a menor prioridade de corte. Verificar se o alimentador retirado é o alimentador do bloco de carga BL_i , caso positivo parar a função e retornar o valor 0, caso contrário voltar ao item anterior até que a condição de $S_{ger} \geq S_{dem}$ seja satisfeita ou não tenha mais alimentadores para serem desligados.

- Religar todos os elementos que tiverem na lista de elementos falhados da transição.
 - Caso $S_{ger} \geq S_{cg}$ retornar o valor 1 caso contrário retornar o valor 0.
- D) Caso haja falha no barramento de Alta Tensão (IDContr=3) na subestação do bloco de carga (BL_i) e exista GD ligado no barramento de AT, avaliar os seguintes itens:
- Verificar se existe GD ligada ao barramento de MT:
Percorrer todos os alimentadores da subestação, a qual pertence o bloco BL_i , e aqueles cujo nó de interligação com o barramento de MT seja o mesmo do alimentador do bloco BL_i , verificar se existe GD de barramento, caso positivo adicionar uma unidade ao parâmetro “ContGD”.
 - Caso “ContGD” seja igual a 0, parar a função e retornar o valor 0.
 - Verificar quais os alimentadores serão analisados:
Percorrer cada alimentador da subestação, a qual pertence o bloco BL_i , verificar se está conectado com o barramento de MT do alimentador do bloco BL_i e se não está na lista de elementos falhados com IDContr=0, ou seja, será desligado por falta de capacidade de geração. Caso atenda estas condições adicioná-los na lista “lstALIM”.
 - Isolar todos os elementos que tiverem na lista de elementos falhados da transição $TRANS_k$, cujo parâmetro IDCtrl=1.
 - Percorrer todos os alimentadores da lista “lstALIM” e determinar potência gerada (S_{ger}) e a potência demandada (S_{dem}), acumulando estes valores.
 - Caso S_{ger} seja menor que S_{dem} , retirar o alimentador da lista que tenha a menor prioridade de corte. Verificar se o alimentador retirado é o alimentador do bloco de carga BL_i , caso positivo parar a função e retornar o valor 0, caso contrário voltar ao item anterior até que a condição de $S_{ger} \geq S_{dem}$ seja satisfeita ou não tenha mais alimentadores para serem desligados.
 - Religar todos os elementos que tiverem na lista de elementos falhados da transição.
 - Caso $S_{ger} \geq S_{cg}$ retornar o valor 1, caso contrário retornar o valor 0.

Comentário: A fim de evitar o possível fluxo de potência do lado de Média Tensão para o lado de Alta Tensão do transformador não foi permitido a ligação de GD's na MT e AT em paralelo de forma ilhada.

4.9 Fluxo de Potência

O fluxo de potência utilizado para análise do sistemas de distribuição, conforme descrito anteriormente, foi baseado no método proposto em [83], incorporando a representação de barras PV (ou PQ), por ser de uma simplicidade adequada aos objetivos deste trabalho. A barra onde está conectada a geração distribuída é tratada como uma barra PV, pois considera-se que a GD tenha dispositivos de controle de tensão e frequência de forma que em uma operação ilhada os níveis destes parâmetros estejam dentro dos níveis aceitáveis de acordo com [85, 86]. A barra PV, por sua vez, é modelada como um ponto de quebra (“breakpoint”) da rede, conforme mostrado na Figura 4.39, onde uma barra artificial j' corresponde ao outro lado da barra PV “quebrada” em duas. Esta barra tem valores de módulo de tensão fixo e igual ao valor predefinido de tensão da barra PV. O erro de tensão no ponto de quebra é calculado a partir das tensões nodais da rede radial, tomando a diferença de tensão (módulo e ângulo) entre os dois lados da quebra. Uma vez obtido o erro de tensão no ponto de quebra, são calculadas as correções de injeções de potência necessárias de modo a eliminar o erro de tensão no ponto de quebra.

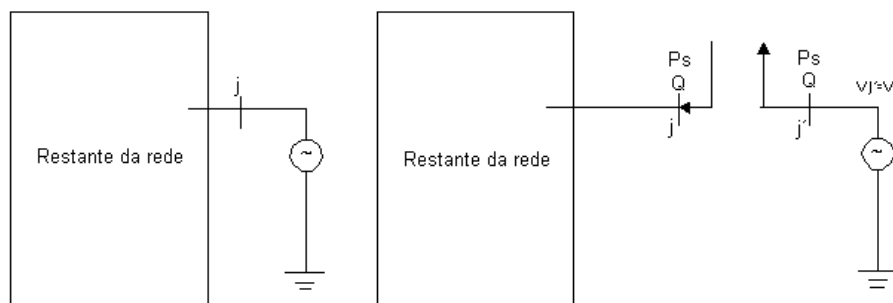


Figura 4.39: “Quebra” da barra PV em duas barras, onde P_s e V_s são valores definidos.

4.10 Metodologia de Programação

Todo o desenvolvimento do trabalho foi feito utilizando-se uma estrutura de programação orientada a objeto em C++, desenvolvida em [8], a qual possui maior flexibilidade no tratamento dos problemas, bem como, maior facilidade na incorporação de novas funcionalidades na modelagem. O compilador utilizado para tal desenvolvimento é o Builder C++ 5.0. A Figura 4.40 apresenta o esquemático de classes para o sistemas de distribuição que foi utilizado na implementação. Pode-se verificar que existe uma classe Alimentador, que agrega as seguintes classes: Grnd, Nó e Ramo, sendo as demais classes praticamente filhas destas classes. A clareza deste tipo de programação vem do fato de que ela contém informações que expresam a forma como o mundo entende um sistema de distribuição. Ou seja, em um sistema de distribuição, temos a seguinte lei de formação: A subestação é formada por alimentadores, o alimentador é formado por elementos do tipo Ground, Nó e Ramo. O Ramo é formado por elementos Série e Lógico, estes, por sua vez, são formados por Ramal, Disjuntores, Religadores, Seccionadoras, Fusíveis, etc.

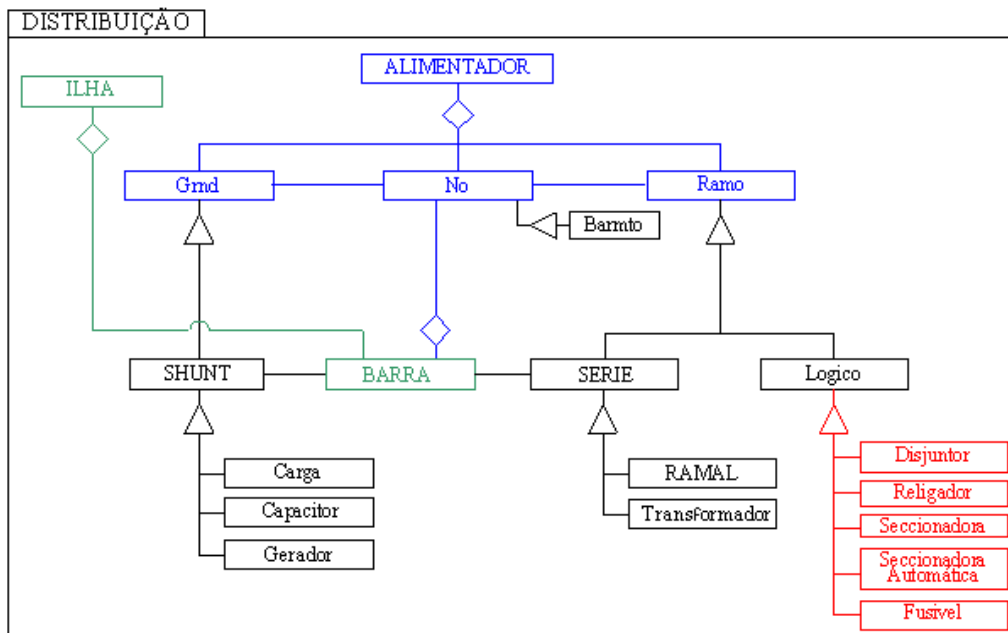


Figura 4.40: Esquema de classes para sistemas de distribuição

CAPÍTULO 5

Resultados

Com o objetivo de avaliar o impacto da Geração Distribuída (GD) no sistema de distribuição, foram utilizados dois sistemas teste e um sistema real. O primeiro sistema teste é o "Basic Distribution System data and Results - RBTS", disponível em [88], o qual representa um sistema urbano típico. O segundo sistema teste é uma composição do sistema "IEEE Reliability Test System - RTS", disponível em [89], com o RBTS, o qual irá representar um sistema de sub-tranmissão e distribuição interligados. O terceiro e último sistema a ser estudado será um sistema real formado por três alimentadores de uma subestação situada na região urbana da cidade do Rio de Janeiro. O valor associado ao custo de interrupção do RBTS foi retirado de [92]. Em todas as simulações, para avaliação do NDMIC será utilizado o valor de 11h correspondente a 50% do DIC de uma região em que o DIC máximo é 22h.

5.1 Sistema RBTS

No estudo com o RBTS será utilizada a configuração BUS 2, a qual é mostrada na Figura 5.1. Para esse sistema serão realizados os seguintes estudos:

- Comparação dos Resultados do Método Analítico com a Simulação Monte Carlo Seqüencial;
- Avaliação da variação temporal da carga nos índices de confiabilidade;

- Avaliação dos índices de confiabilidade com a presença da Geração Distribuída (GD) interligada na Rede de Média Tensão;
- Avaliação dos índices de confiabilidade com a presença da GD interligada no barramento da Subestação.

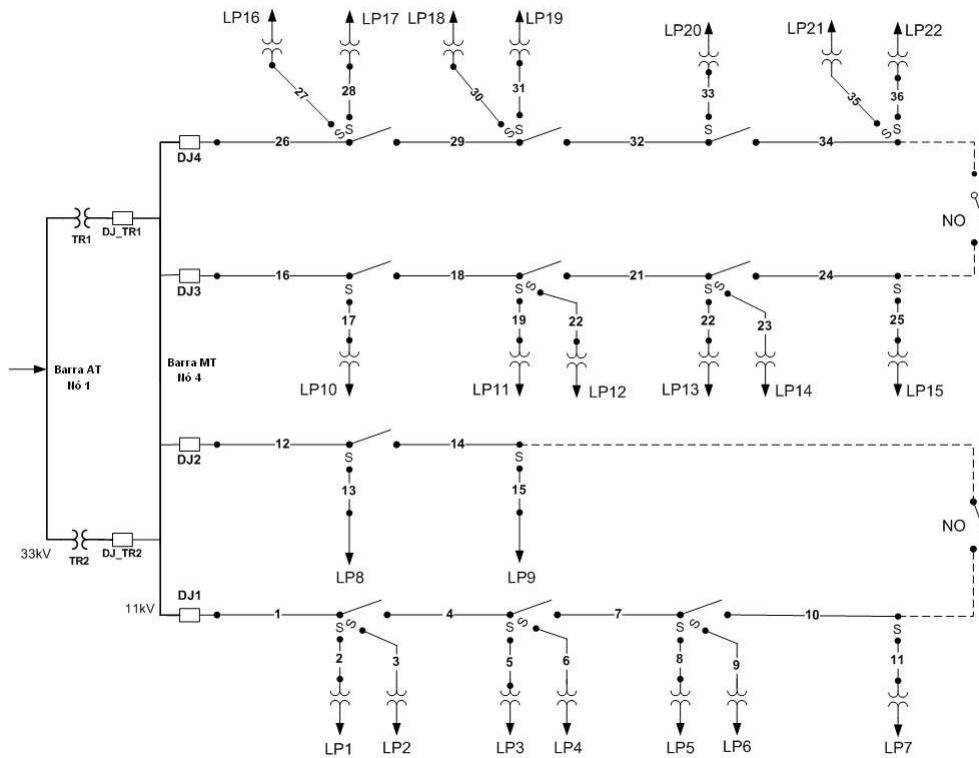


Figura 5.1: Sistema de distribuição urbano típico RBTS - Barra2.

5.1.1 Comparação dos Resultados do Método Analítico com a Simulação Monte Carlo

Para avaliar os resultados obtidos com a Simulação Monte Carlo Sequencial, modelos SMCI e SMCII descritos nas seções 4.8.1 e 4.8.2, respectivamente, serão comparados os valores dos índices estimados com os resultados obtidos pelo Método Analítico (MA) descrito na seção 2.4.3.2.

Para este estudo são feitas algumas considerações:

- A Subestação será capaz de suprir toda a carga dos alimentadores na ausência de falha da rede;
- Não serão consideradas falhas na subestação e de equipamentos de manobra (disjuntor, chave comum, chave fusível, religador e seccionalisador), ou seja, serão considerados 100% confiáveis;

- Serão consideradas apenas falhas nos condutores da rede e nos transformadores;
- As cargas serão consideradas em seu valor máximo e em seguida médio, já que o método analítico não permite avaliação temporal das mesmas;
- O critério de parada da simulação será pelo índice de variação $\alpha \leq 5\%$;
- Os índices obtidos serão médias anuais;
- Para uma melhor comparação dos resultados, o gerador de números aleatórios utilizou a mesma semente em todas as simulações.
- Não será considerada a presença da GD.

As Tabelas 5.1 e 5.2 mostram as respectivas variações encontradas nos resultados dos índices individuais FIC e DIC para as cargas máximas e médias, respectivamente. A variação percentual toma como referência o método analítico. A Tabela 5.3 mostra os erros dos índices de conjunto (por alimentador) DEC e FEC e também os índices de energia e custo ENS e CENS para as cargas máximas e médias. As Figuras 5.2, 5.3, 5.4 e 5.5 ilustram o comparativo entre os métodos e a influência da variação da carga.

As Figuras 5.6, 5.7, 5.8 e 5.9 mostram a variação percentual entre os índices calculados pela Simulação Monte Carlo, metodologia SMCI e SMCII, tomando como referência os resultados com o método analítico.

Tabela 5.1: Dados comparativos dos índices individuais para o Método Analítico (MA) e a Simulação Monte Carlo - Carga Máxima

Ponto de Carga	MA FIC Int/ano	SMCI FIC Int/Ano	VAR. (%)	SMCII FIC Int/Ano	VAR. (%)	MA DIC h/ano	SMCI DIC h/ano	VAR. (%)	SMCII DIC h/ano	VAR. (%)	MA ENS KWh	SMCI ENS KWh	VAR. (%)	SMCII ENS KWh	VAR. (%)	MA CENS (\$/ano)	SMCI CENS (\$/ano)	VAR. (%)	SMCII CENS (\$/ano)	VAR. (%)
LP1	0,2393	0,2378	0,63	0,2391	0,08	0,7252	0,6967	3,93	0,7175	1,06	628,65	603,23	4,04	621,18	1,19	448,66	470,70	-4,91	490,10	-9,24
LP2	0,2522	0,2564	-1,67	0,2531	-0,36	0,7903	0,8079	-2,23	0,7981	-0,99	684,99	699,41	-2,11	690,97	-0,87	504,04	548,80	-8,88	548,48	-8,82
LP3	0,2522	0,2514	0,32	0,2525	-0,12	0,7903	0,7819	1,06	0,7886	0,22	684,99	676,95	1,17	682,70	0,33	504,04	534,23	-5,99	548,14	-8,75
LP4	0,2392	0,2352	1,67	0,2400	-0,33	0,7253	0,6933	4,41	0,7184	0,95	664,84	634,86	4,51	657,84	1,05	663,88	855,97	-28,93	899,44	-35,48
LP5	0,2522	0,2506	0,63	0,2536	-0,56	0,7903	0,7777	1,59	0,7908	-0,06	724,42	712,04	1,71	724,01	0,06	742,03	869,78	-17,22	911,34	-22,82
LP6	0,2490	0,2453	1,49	0,2485	0,20	0,7740	0,7492	3,20	0,7575	2,13	580,50	561,25	3,32	567,44	2,25	2946,32	3020,54	-2,52	3024,73	-2,66
LP7	0,2522	0,2482	1,59	0,2545	-0,91	0,7512	0,7515	-0,04	0,7487	0,33	563,44	562,98	0,08	560,83	0,46	2815,36	3010,43	-6,93	2990,73	-6,23
LP8	0,1398	0,1396	0,14	0,1406	-0,57	0,5428	0,5614	-3,43	0,5364	1,18	883,54	912,86	-3,32	872,21	1,28	4372,58	3975,03	9,09	3844,30	12,08
LP9	0,1397	0,1352	3,22	0,1399	-0,14	0,5038	0,4794	4,84	0,5104	-1,31	943,07	896,50	4,94	954,46	-1,21	4639,81	4010,35	13,57	4214,12	9,17
LP10	0,2425	0,2345	3,30	0,2409	0,66	0,7285	0,7060	3,09	0,7317	-0,44	631,46	611,25	3,20	633,45	-0,32	448,92	486,87	-8,45	503,76	-12,22
LP11	0,2523	0,2452	2,81	0,2516	0,28	0,7903	0,7529	4,73	0,7881	0,28	684,99	651,90	4,83	682,31	0,39	504,04	529,16	-4,98	543,90	-7,91
LP12	0,2555	0,2518	1,45	0,2539	0,63	0,8065	0,7873	2,38	0,7881	2,28	588,02	573,34	2,50	573,94	2,39	435,61	458,87	-5,34	466,42	-7,07
LP13	0,2523	0,2467	2,22	0,2500	0,91	0,7382	0,7293	1,21	0,7315	0,91	676,75	667,78	1,33	669,75	1,03	668,27	926,20	-38,60	897,27	-34,27
LP14	0,2555	0,2452	4,03	0,2548	0,27	0,7545	0,7337	2,76	0,7581	-0,48	691,65	671,84	2,86	694,14	-0,36	687,81	932,27	-35,54	939,27	-36,56
LP15	0,2425	0,2376	2,02	0,2419	0,25	0,7285	0,7215	0,96	0,7126	2,18	546,38	540,49	1,08	533,84	2,29	2724,55	2923,20	-7,29	2839,28	-4,21
LP16	0,2522	0,2489	1,31	0,2487	1,39	0,7903	0,8129	-2,86	0,7766	1,73	592,69	608,92	-2,74	581,79	1,84	3022,66	3295,61	-9,03	3133,34	-3,66
LP17	0,2425	0,2377	1,98	0,2400	1,03	0,7415	0,7591	-2,37	0,7382	0,45	540,63	552,81	-2,25	537,61	0,56	389,03	441,13	-13,39	426,24	-9,56
LP18	0,2425	0,2376	2,02	0,2406	0,78	0,7285	0,7255	0,41	0,7213	0,99	531,15	528,31	0,53	525,26	1,11	377,61	402,47	-6,58	413,21	-9,43
LP19	0,2555	0,2484	2,78	0,2516	1,53	0,7935	0,7806	1,63	0,7823	1,41	578,54	568,47	1,74	569,70	1,53	424,18	450,74	-6,26	456,57	-7,64
LP20	0,2555	0,2471	3,29	0,2522	1,29	0,7935	0,7653	3,55	0,7774	2,03	727,40	700,66	3,68	711,82	2,14	743,13	917,91	-23,52	971,75	-30,76
LP21	0,2523	0,2466	2,26	0,2497	1,03	0,7383	0,7100	3,83	0,7225	2,14	676,75	650,07	3,94	661,53	2,25	668,27	853,80	-27,76	890,75	-33,29
LP22	0,2555	0,2519	1,41	0,2539	0,63	0,7545	0,7513	0,42	0,7499	0,61	563,88	562,81	0,54	561,76	0,73	2822,60	2963,24	-4,98	2994,77	-6,10

Tabela 5.2: Dados comparativos dos índices individuais para o Método Analítico (MA) e a Simulação Monte Carlo - Carga Média

Ponto de Carga	MA FIC Int/ano	SMCI FIC Int/Ano	VAR. (%)	SMCII FIC Int/Ano	VAR. (%)	MA DIC h/ano	SMCI DIC h/ano	VAR. (%)	SMCII DIC h/ano	VAR. (%)	MA ENS KWh	SMCI ENS KWh	VAR. (%)	SMCII ENS KWh	VAR. (%)	MA CENS (\$/ano)	SMCI CENS (\$/ano)	VAR. (%)	SMCII CENS (\$/ano)	VAR. (%)
LP1	0,25930	0,2378	0,63	0,2391	0,08	0,7252	0,6967	3,93	0,7175	1,06	388,01	372,32	4,04	383,40	1,19	276,92	290,52	-4,91	302,50	-9,24
LP2	0,25220	0,2564	-1,67	0,2531	-0,36	0,7903	0,8079	-2,23	0,7981	-0,99	422,78	431,68	-2,11	426,48	-0,87	311,10	338,73	-8,88	338,53	-8,82
LP3	0,25220	0,2514	0,32	0,2525	-0,12	0,7903	0,7819	1,06	0,7886	0,22	422,78	417,82	1,17	421,37	0,33	311,10	329,76	-6,00	338,32	-8,75
LP4	0,23920	0,2352	1,67	0,2400	-0,33	0,7253	0,6933	4,41	0,7184	0,95	410,49	391,99	4,51	406,17	1,05	409,90	528,50	-28,93	555,25	-35,46
LP5	0,25220	0,2506	0,63	0,2536	-0,56	0,7903	0,7777	1,59	0,7908	-0,06	447,28	439,63	1,71	447,03	0,06	458,15	537,03	-17,22	562,70	-22,82
LP6	0,24900	0,2453	1,49	0,2485	0,20	0,7740	0,7492	3,20	0,7575	2,13	351,40	339,74	3,32	343,49	2,25	1783,51	1828,43	-2,52	1830,98	-2,66
LP7	0,25220	0,2482	1,59	0,2545	-0,91	0,7512	0,7515	-0,04	0,7487	0,33	341,07	340,79	0,08	339,49	0,46	1704,23	1822,31	-6,93	1810,40	-6,23
LP8	0,13980	0,1396	0,14	0,1406	-0,57	0,5428	0,5614	-3,43	0,5364	1,18	542,75	560,76	-3,32	535,79	1,28	2686,02	2441,81	9,09	2361,51	12,08
LP9	0,13970	0,1352	3,22	0,1399	-0,14	0,5038	0,4794	4,84	0,5104	-1,31	579,31	550,70	4,94	556,31	-1,21	2850,16	2463,49	13,57	2588,66	9,17
LP10	0,24250	0,2345	3,30	0,2409	0,66	0,7285	0,7060	3,09	0,7317	-0,44	389,75	377,27	3,20	390,98	-0,31	277,08	300,50	-8,45	310,93	-12,22
LP11	0,25230	0,2452	2,81	0,2516	0,28	0,7903	0,7529	4,73	0,7881	0,28	422,78	402,36	4,83	421,14	0,39	311,10	326,61	-4,99	335,75	-7,92
LP12	0,25550	0,2518	1,45	0,2539	0,63	0,8065	0,7873	2,38	0,7881	2,28	362,93	353,86	2,50	354,25	2,39	268,86	283,22	-5,34	287,92	-7,09
LP13	0,25230	0,2467	2,22	0,2500	0,91	0,7382	0,7293	1,21	0,7315	0,91	417,85	412,31	1,33	413,54	1,03	412,61	571,86	-38,60	554,00	-34,27
LP14	0,25550	0,2452	4,03	0,2548	0,27	0,7545	0,7337	2,76	0,7581	-0,48	427,05	414,81	2,87	428,59	-0,36	424,68	575,61	-35,54	579,94	-36,56
LP15	0,24250	0,2376	2,02	0,2419	0,25	0,7285	0,7215	0,96	0,7127	2,17	330,74	327,18	1,08	323,16	2,29	1649,26	1769,51	-7,29	1718,74	-4,21
LP16	0,25220	0,2489	1,31	0,2487	1,39	0,7903	0,8129	-2,86	0,7766	1,73	358,77	368,60	-2,74	352,18	1,84	1829,72	1994,94	-9,03	1896,71	-3,66
LP17	0,24250	0,2377	1,98	0,2400	1,03	0,7415	0,7591	-2,37	0,7382	0,45	333,67	341,19	-2,25	331,81	0,56	240,11	272,26	-13,39	263,07	-9,56
LP18	0,24250	0,2376	2,02	0,2406	0,78	0,7285	0,7255	0,41	0,7213	0,99	327,82	326,07	0,53	324,19	1,11	233,06	248,44	-6,60	255,03	-9,43
LP19	0,25550	0,2484	2,78	0,2516	1,53	0,7935	0,7806	1,63	0,7823	1,41	357,08	350,86	1,74	351,62	1,53	261,81	278,20	-6,26	281,80	-7,64
LP20	0,25550	0,2471	3,29	0,2522	1,29	0,7935	0,7653	3,55	0,7775	2,02	449,12	432,61	3,68	439,51	2,14	458,83	566,75	-23,52	599,99	-30,77
LP21	0,25230	0,2466	2,26	0,2497	1,03	0,7383	0,7100	3,83	0,7225	2,14	417,85	401,37	3,94	408,47	2,24	412,61	527,16	-27,76	549,98	-33,29
LP22	0,25550	0,2519	1,41	0,2539	0,63	0,7545	0,7513	0,42	0,7499	0,61	342,54	340,69	0,54	340,06	0,72	1708,61	1793,75	-4,98	1812,85	-6,10

Tabela 5.3: Dados comparativos dos índices de conjunto (por alimentador) para o Método Analítico (MA) e a Simulação Monte Carlo

AL	MA FEC Int/ano	SMCI FEC Int/ano	VAR. (%)	SMCII FEC Int/ano	VAR. (%)	MA DEC h/ano	SMCI DEC h/ano	VAR. (%)	SMCII DEC h/ano	VAR. (%)	MA ENS kWh/ano	SMCI ENS kWh/ano	VAR. (%)	SMCII ENS kWh/ano	VAR. (%)	MA CENS \$/Ano	SMCI CENS \$/ano	VAR. (%)	SMCII CENS \$/ano	VAR. (%)	
CARGA MÉDIA																					
AL1	0,248	0,2484	-0,16	0,2483	-0,12	0,7684	0,7617	0,87	0,7676	0,10	2783,81	2733,98	1,79	2767,44	0,59	5254,91	5675,28	-8,00	5738,67	-9,21	
AL2	0,1397	0,1374	1,65	0,1403	-0,43	0,5232	0,5204	0,54	0,5234	-0,04	1122,06	1111,46	0,94	1122,10	0,00	5536,18	4905,30	11,40	4950,17	10,59	
AL3	0,2499	0,2436	2,52	0,2486	0,52	0,7738	0,7476	3,39	0,7680	0,75	2351,09	2287,80	2,69	2331,65	0,83	3343,59	3827,31	-14,47	3787,28	-13,27	
AL4	0,2471	0,2415	2,27	0,2443	1,13	0,7551	0,7559	-0,11	0,7478	0,97	2586,86	2561,39	0,98	2547,85	1,51	5144,75	5681,51	-10,43	5659,43	-10,00	
CARGA MÁXIMA																					
AL1	0,2480	0,2484	-0,16	0,2483	-0,12	0,7684	0,7617	0,87	0,7676	0,10	4531,82	4450,72	1,79	4504,97	0,59	8624,33	9310,44	-7,96	9412,96	-9,14	
AL2	0,1397	0,1374	1,65	0,1403	-0,43	0,5232	0,5204	0,54	0,5234	-0,04	1826,61	1809,36	0,94	1826,67	0,00	9012,39	7985,37	11,40	8058,42	10,59	
AL3	0,2499	0,2436	2,52	0,2486	0,52	0,7738	0,7476	3,39	0,7680	0,75	3819,25	3716,60	2,69	3787,45	0,83	5469,21	6256,56	-14,40	6189,90	-13,18	
AL4	0,2471	0,2415	2,27	0,2443	1,13	0,7551	0,7559	-0,11	0,7478	0,97	4213,04	4172,04	0,97	4149,46	1,51	8447,49	9324,90	-10,39	9286,63	-9,93	

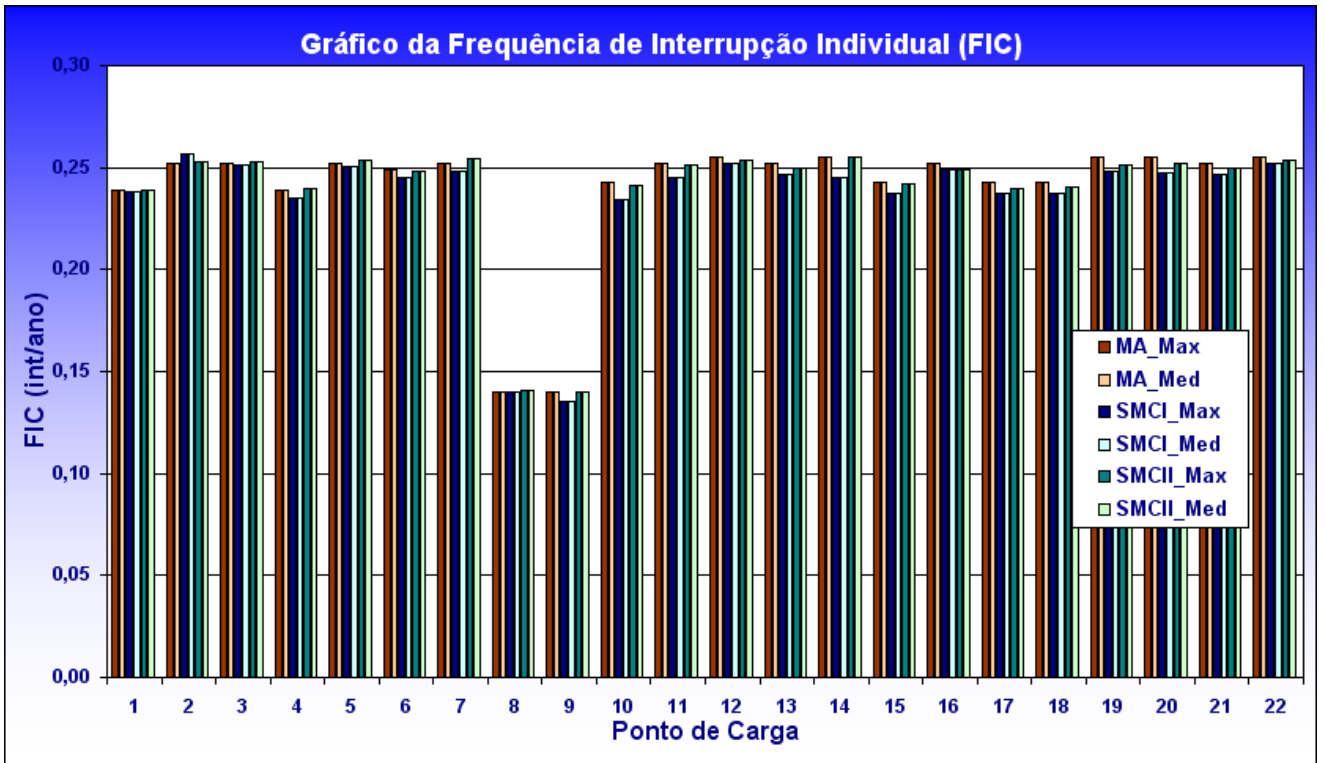


Figura 5.2: Curva da variação da frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC) - MA, SMCI e SMCII.

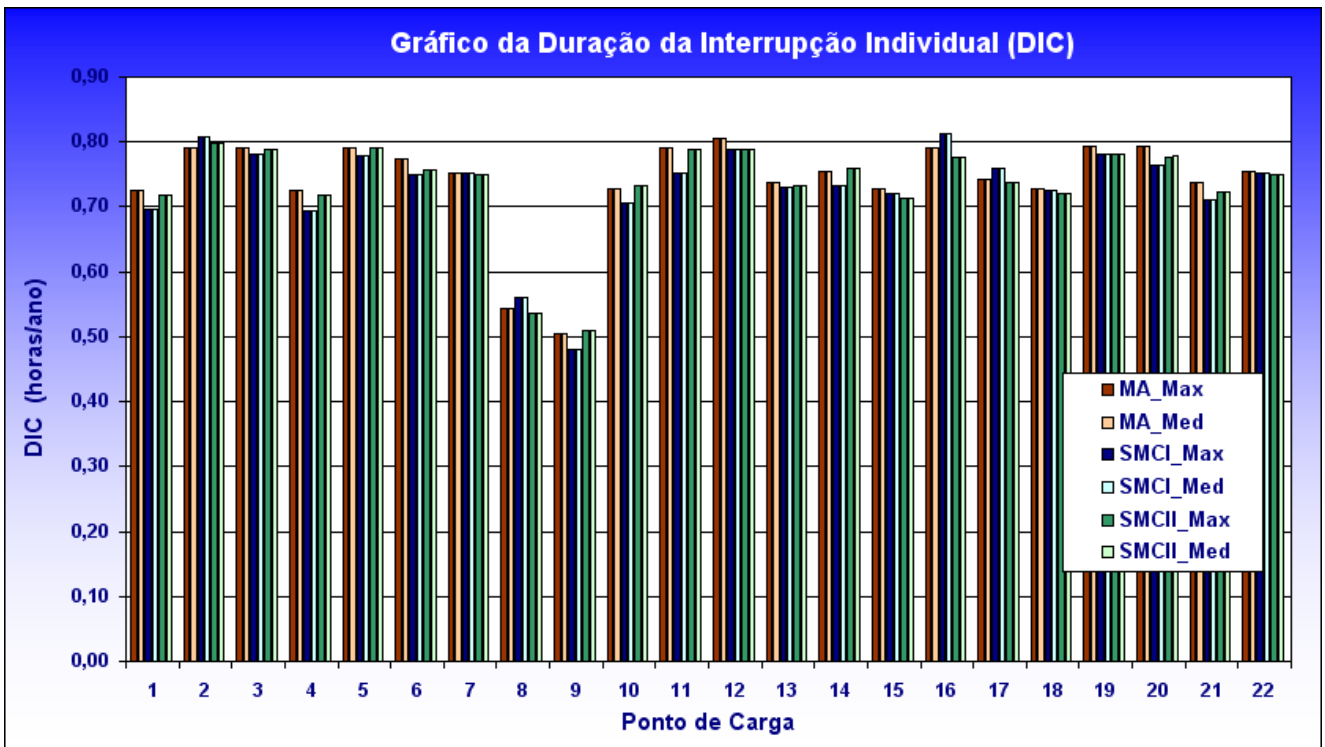


Figura 5.3: Gráfico da variação da Duração da Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC) - MA, SMCI e SMCII.

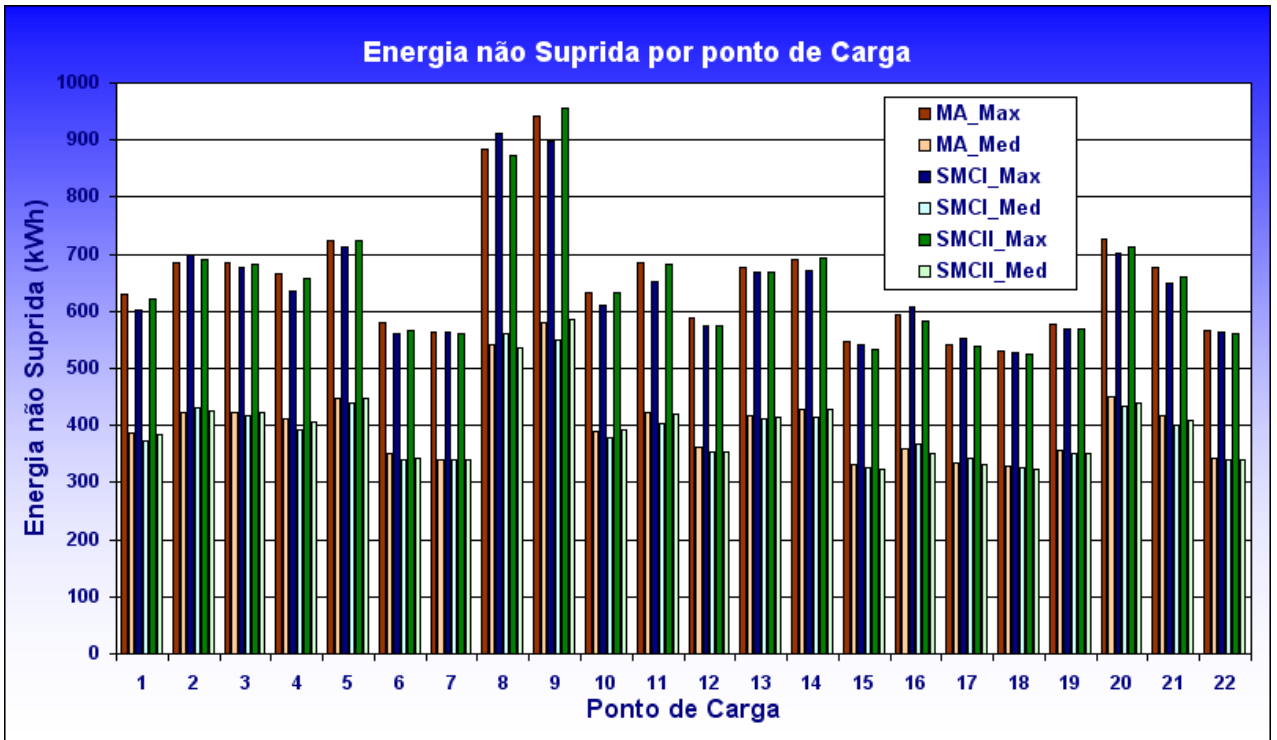


Figura 5.4: Gráfico da variação da Energia não Suprida por Unidade Consumidora (ENS)- MA, SMCI e SMCII.

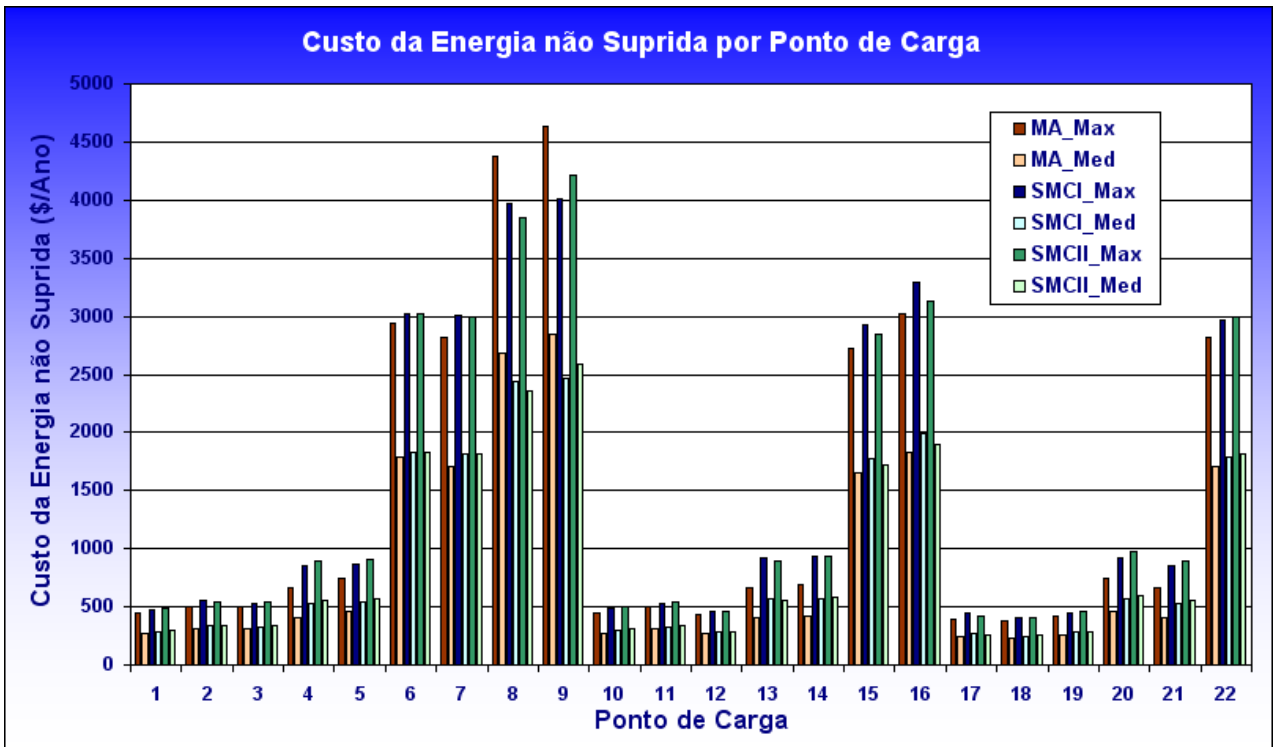


Figura 5.5: Gráfico da variação do Custo da Energia não Suprida por Unidade Consumidora (CENS)- MA, SMCI e SMCII.

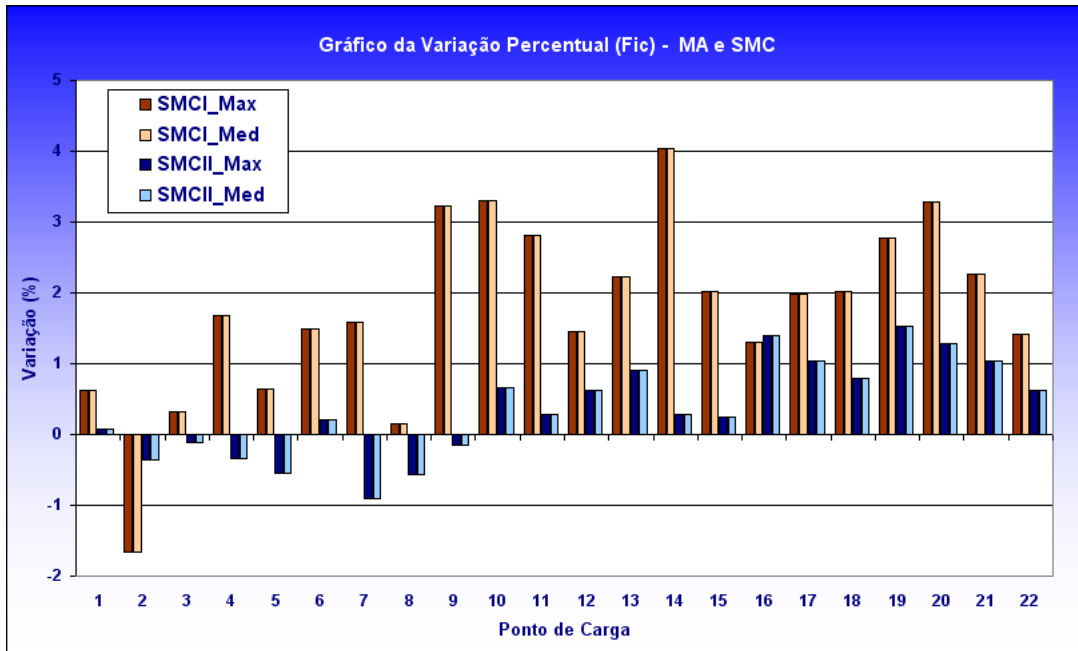


Figura 5.6: Gráfico da variação percentual do FIC (Taxa de Falha) entre MA e SMC.

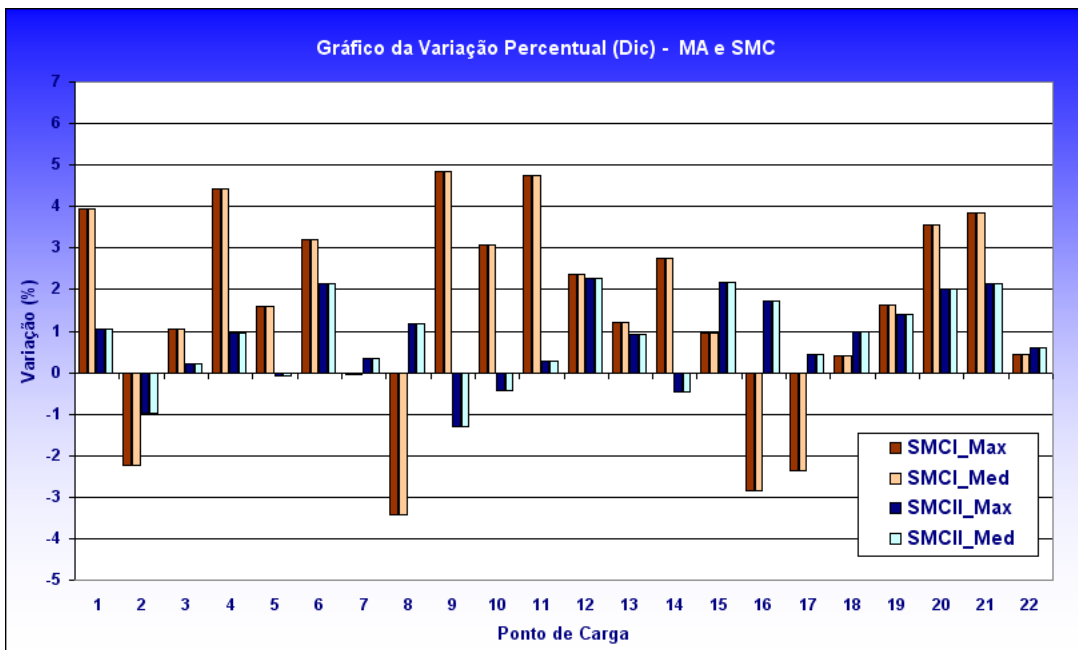


Figura 5.7: Gráfico da variação percentual do DIC entre MA e SMC.

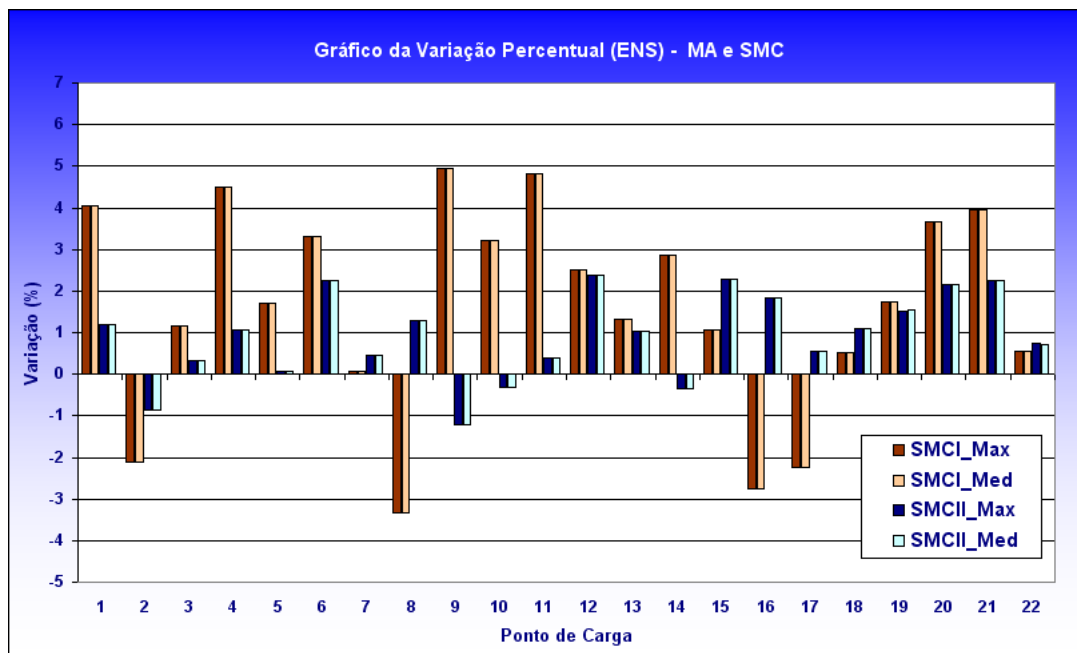


Figura 5.8: Gráfico da variação percentual da ENS entre MA e SMC.

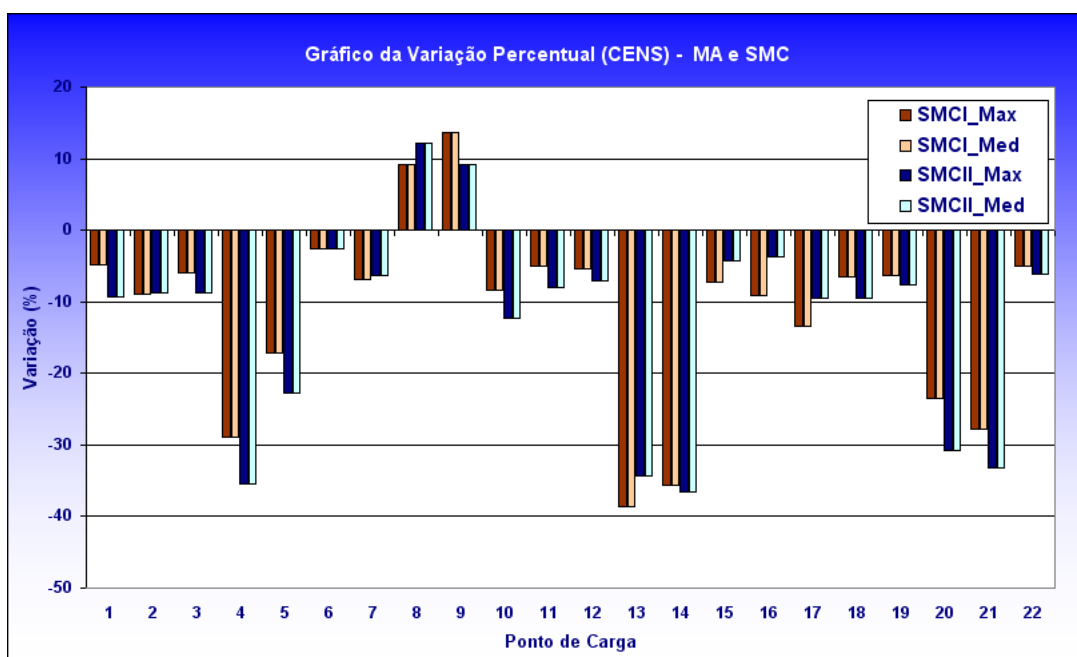


Figura 5.9: Gráfico da variação percentual do CENS entre MA e SMC.

5.1.2 Conclusões Parciais 1

Com relação aos resultados comparativos das variações obtidas nos dois métodos, conforme mostrado nos gráficos das Figuras 5.6, 5.7, 5.8 e 5.9 é possível concluir:

- Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC)

Tomando como referência os resultados obtidos com o método analítico, tanto

os resultados da SMCI quanto da SMCII, para a carga média e carga máxima, apresentam variação comparativa menor que 4% (SMCI) e menor que 1,5% (SMCII). Assim, ambos os métodos apresentam resultados muito próximos ao método analítico, sendo que o SMCII teve uma melhor aproximação. Como era de se esperar, para cada um dos métodos este índice não varia com a variação da carga pois o valor adotado de carregamento máximo do alimentador foi suficiente para alimentar toda a carga transferida.

- Duração da Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC)

Também para este, ambos os métodos apresentaram resultados muito próximos ao método analítico, tendo variação comparativa menor que 5% (SMCI) e menor que 2,5% (SMCII). Aqui também houve uma melhor aproximação da SMCII.

- Energia não Suprida por Unidade Consumidora (ENS)

Como este índice é diretamente proporcional à duração da indisponibilidade, nota-se que ele segue, praticamente, a mesma variação do item anterior. Fica evidenciada a diferença do índice para carga máxima e média, como era de se esperar, pois com a carga maior a energia não suprida em uma determinada interrupção passa a ser maior.

- Custo da Energia não Suprida por Unidade Consumidora (CENS)

Observando o gráfico da Figura 5.9 nota-se que este índice é o que apresenta o maior valor de variação, comparando com o método analítico, em sua maioria entre 5% e 10% e em alguns pontos chegando a quase 40%. Isto se deve ao fato de que o custo de interrupção da energia depende do tempo de interrupção da carga, conforme mostrado na Tabela A.2 do anexo A. Como no método analítico o tempo de interrupção de um bloco de carga depende de parâmetros fixos, ou seja, no caso do RBTS, o tempo de interrupção é sempre de 5h para reparo do trecho falhado ou de 1h para isolar o mesmo, isto proporciona valores de custos fixos para estes períodos de interrupção. Já a SMC considera o tempo de interrupção como uma distribuição estatística, gerando valores abaixo e acima do valor médio considerado. Pode-se afirmar então que o resultado obtido com a SMC seqüencial traz uma melhor estimativa para

este índice. Comparando os resultados obtidos com o MA e com a SMCI e SMCI, nota-se que a variação em relação ao método analítico mostrou uma diferença significativa em alguns pontos de carga, conforme mostra o gráfico da Figura 5.9.

Conforme mostrado nos gráficos das Figuras 5.4 e 5.5, a variação da carga (de média para máxima) produz uma variação considerável nos valores da energia não suprida (ENS) e no custo associado à mesma (CENS). Por isso, deve-se buscar uma melhor representação da carga para que os centros de planejamento possam trabalhar com valores de índices o mais próximos do real, o que permite otimizar os investimentos de suas empresas. Assim, na próxima seção será realizado o estudo de variação da carga e será utilizado apenas a metodologia SMCI, pois foi desenvolvida mais próxima da realidade, possibilitando um estado mais completo, tendo em vista que considera simultaneidade de falhas e que permite falhas, tanto na rede de Média Tensão, quanto nos barramentos de Média e Alta Tensão da subestação, conforme descrito na seção 4.8.2.

5.1.3 Avaliação da Variação Temporal da Carga nos Índices de Confiabilidade Utilizando SMC seqüencial

Neste estudo a carga será representada por sua curva diária, determinada através da metodologia descrita na seção 4.5 onde foi utilizada uma base de dados real de uma empresa de distribuição do Rio de Janeiro, cuja campanha de medidas foi realizada em 1998. Também será utilizado o sistema teste RBTS barra 2 mostrado na Figura 5.1.

Como os pontos de carga do sistema teste RBTS barra 2 não descrevem a potência individual dos consumidores agrupados em cada ponto (informação essencial na estimação da curva de carga), sendo somente informada a potência máxima e média do conjunto e o tipo dos consumidores, foi necessário definir os consumidores de cada ponto de carga e ao final fazer a correção da curva de carga agrupada dos mesmos de forma a reproduzir a potência fornecida. Na realidade o que se busca é apenas a forma da curva diária do ponto de carga e que esta seja composta pelos mesmos tipos de consumidores do ponto de carga do sistema teste, para ao final fazer a correção da escala da curva para representar os dados de potência fornecidos pelo sistema teste .

Para exemplificar o método de determinação das curvas de carga diárias, utiliza-se como exemplo o ponto de carga LP1, que é composto de 210 consumidores (classe residencial) e com demanda média de 535 kW e demanda máxima de 866,6 kW. A seguir são realizados os seguintes passos:

a) Determinação dos Consumidores

A escolha dos 210 consumidores do tipo residencial foi realizada de forma aleatória dentre vários consumidores, disponível na base de dados da empresa de energia elétrica. Foram escolhidos apenas consumidores de baixa tensão, de diferentes demandas e tipos de ligação, os quais estão situados em região urbana.

b) Determinação da Curva de Carga Agrupada

Para a determinação da curva de carga do agrupamento, foi aplicada a metodologia descrita na seção 4.5, obtendo as curvas estimadas para todos os dias da

semana (sábado, domingo, segunda e dia_útil) e todos os meses do ano. As Figuras 5.10 à 5.15, mostram algumas das curvas de carga estimadas do agrupamento.

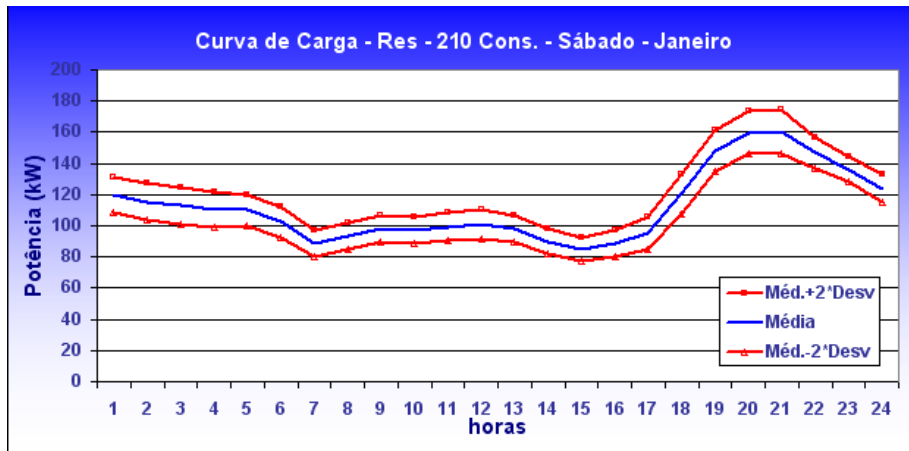


Figura 5.10: Curva de carga de 210 consumidores residencial - sábado - Janeiro.

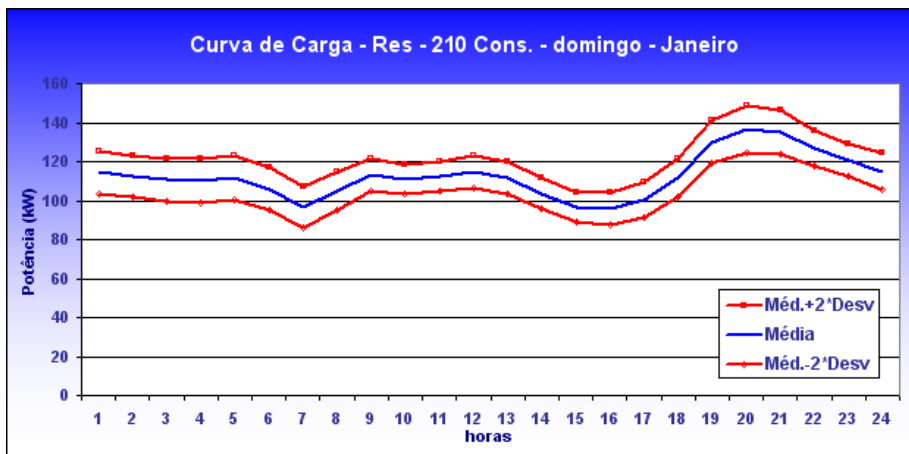


Figura 5.11: Curva de carga de 210 consumidores residencial - domingo - Janeiro.

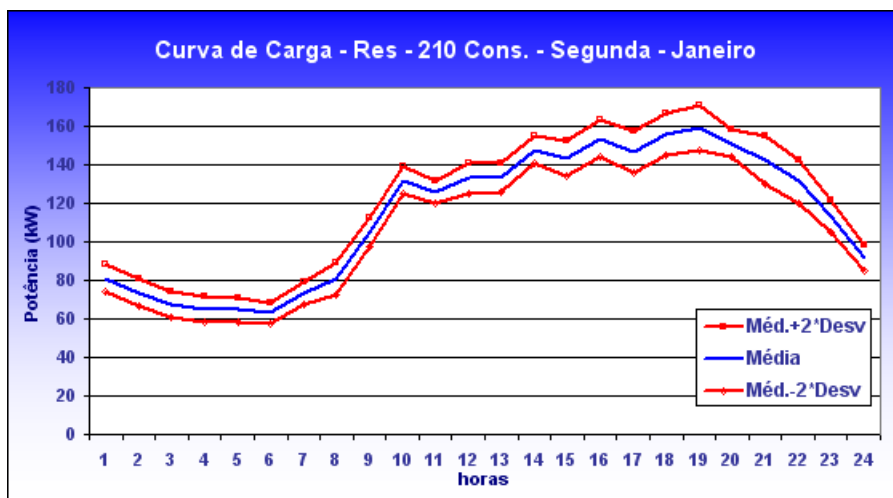


Figura 5.12: Curva de carga de 210 consumidores residencial - segunda - Janeiro.

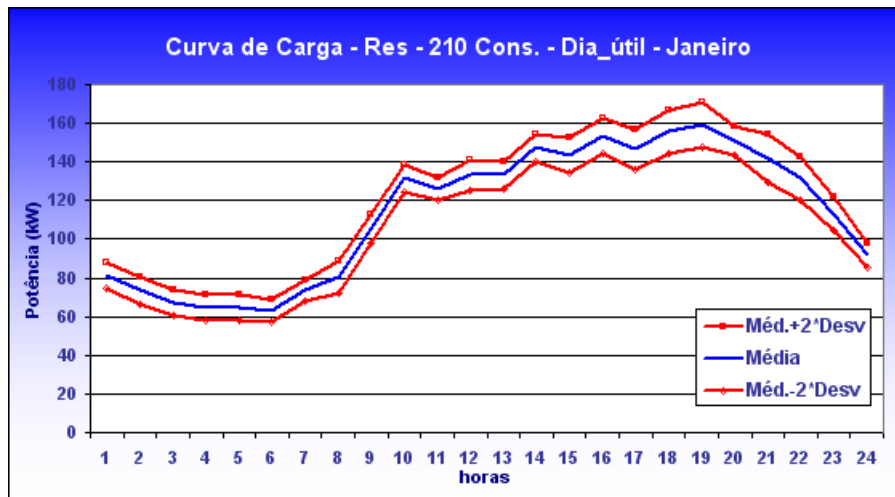


Figura 5.13: Curva de carga de 210 consumidores residencial - dia_útil - Janeiro.

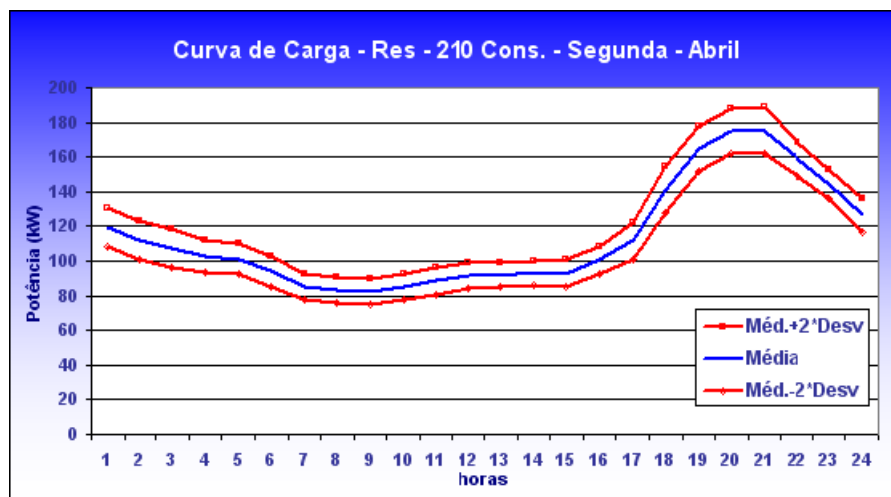


Figura 5.14: Curva de carga de 210 consumidores residencial - segunda - Abril.

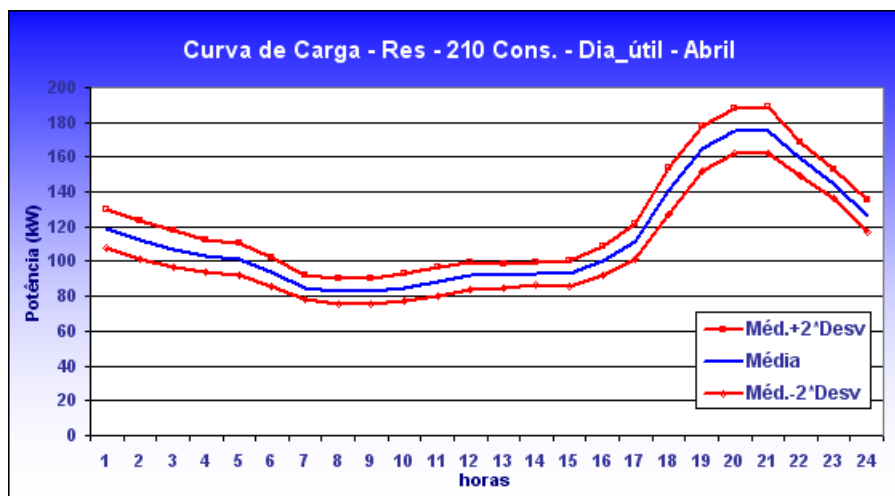


Figura 5.15: Curva de carga de 210 consumidores residencial - dia_útil - Abril.

c) Determinação das Curvas de Carga do ponto LP1

As curvas do ponto LP1 (para todos os meses do ano) será determinada a partir das curvas do agrupamento dos 210 consumidores, onde será considerada a pior situação, ou seja, será considerada a curva da média+ 2σ (σ - desvio padrão). A seguir é determinado o valor da demanda máxima de cada curva relativa aos diferentes dias da semana e em seguida todas as curvas são divididas pelas suas respectivas demandas máximas, ou seja, todos os máximos agora são iguais a 1. O próximo passo é multiplicar todos os pontos da curva agrupada pelo valor máximo de demanda do ponto LP1, dado na Tabela A.1. O valor médio não foi utilizado, pois não há como satisfazer a ambos, ou seja, demanda máxima e demanda média, sem alterar o formato da curva, a menos que a diferença entre a potência máxima e a potência média da curva agrupada seja a mesma das respectivas potências dada para o sistema teste. Isso não é verdade, até mesmo porque os dias da semana apresentam comportamentos diferentes.

As Figuras 5.16 e 5.17 mostram as curvas de carga do ponto LP1 para o mês de Janeiro e Abril, respectivamente, lembrando que o método é aplicado às curvas de todos os meses e para todos os pontos de carga.

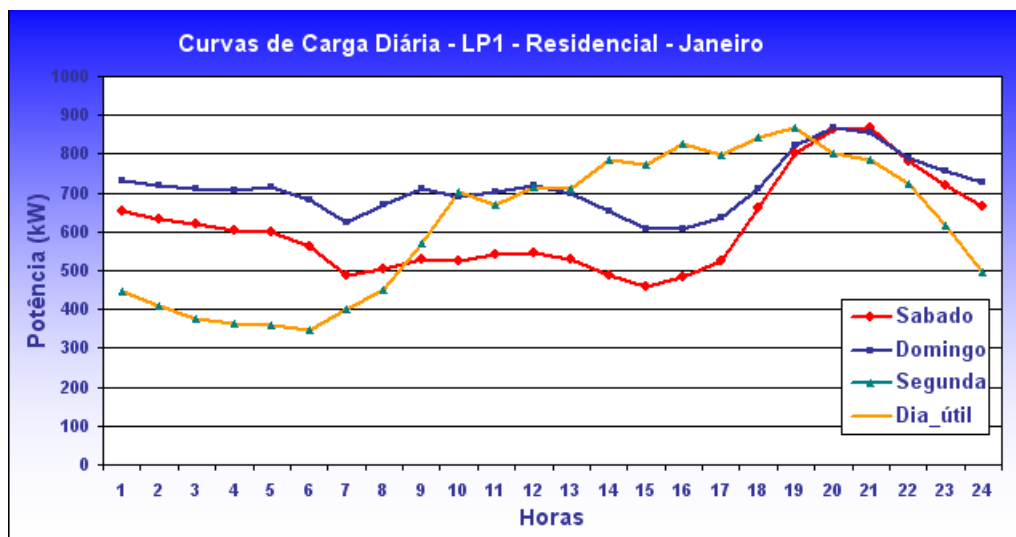


Figura 5.16: Curvas de carga do ponto LP1 no mês de Janeiro.

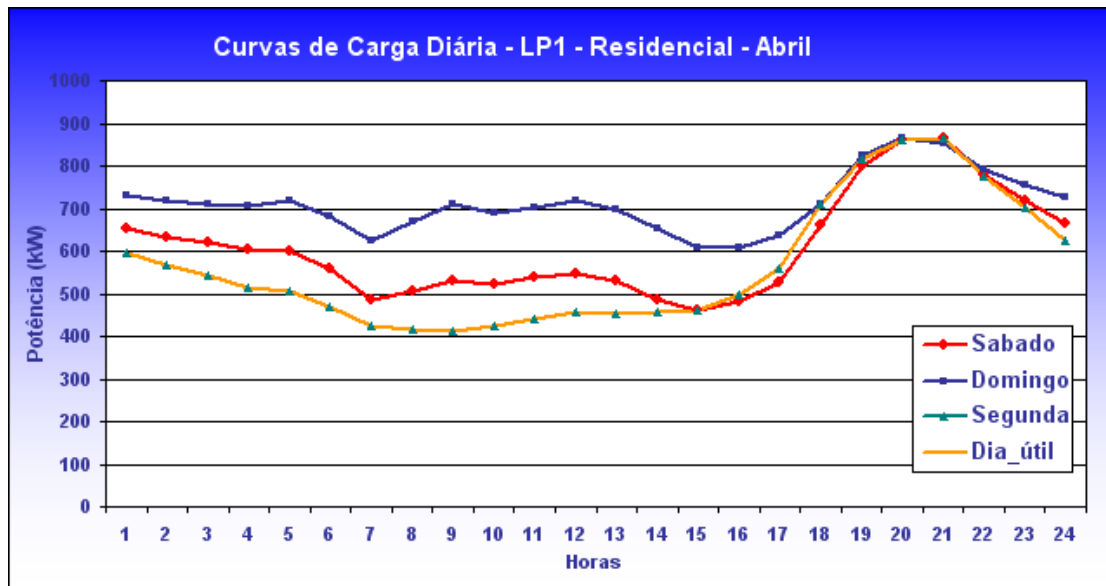


Figura 5.17: Curvas de carga do ponto LP1 no mês de Abril.

Assim, conforme descrito na seção 4.8 estas curvas serão consultadas para se determinar a demanda em uma determinada hora em um determinado dia para um determinado mês, e assim é possível calcular a energia não suprida para um ponto de carga específico.

5.1.3.1 Resultados Obtidos

A análise da variação da carga é realizada utilizando a SMCII seqüencial, onde são avaliadas três situações para os pontos de carga: carga média, carga máxima e carga variável (utilizando a curva de carga diária). Para facilitar a comparação em todas as simulações o gerador de números aleatórios utilizado na criação das séries sintéticas de operação/falha utilizará a mesma semente para inicialização.

As Tabelas 5.4, 5.5, 5.6 e 5.7, mostram os resultados simulados dos índices individuais dos pontos de carga dos alimentadores AL_DJ1, AL_DJ2, AL_DJ3 e AL_DJ4.

A Tabela 5.8 mostra os resultados simulados dos índices de conjunto. As Figuras 5.18, 5.19, 5.21 e 5.22, mostram o comparativo dos índices individuais simulados e as Figuras 5.23, 5.24, 5.25 e 5.26 mostram o comparativo dos índices de conjunto simulados.

Tabela 5.4: Resultados dos índices individuais - Alimentador: AL_DJ1.

Pto Carga	Variação da Carga	FIC (int/ano)	Tempo Reparo (h)	DIC (h/ano)	DMICm (h/ano)	NDMIC (Ult./ano)	ENS (KWh/ano)	CENS (\$/ano)
LP1	Cg_Média	0,2391	3,0009	0,7175	0,6822	0,0180	383,40	302,50
	Cg_Máxima	0,2391	3,0009	0,7175	0,6822	0,0180	621,18	490,10
	Cg_Variável	0,2385	3,0228	0,7209	0,6859	0,0182	517,10	379,49
LP2	Cg_Média	0,2531	3,1538	0,7981	0,7563	0,0202	426,48	338,53
	Cg_Máxima	0,2531	3,1538	0,7981	0,7563	0,0202	690,97	548,48
	Cg_Variável	0,2531	3,1564	0,7988	0,7569	0,0201	570,88	423,67
LP3	Cg_Média	0,2525	3,1228	0,7886	0,7502	0,0200	421,37	338,32
	Cg_Máxima	0,2525	3,1228	0,7886	0,7502	0,0200	682,70	548,14
	Cg_Variável	0,2522	3,1246	0,7879	0,7492	0,0199	564,24	421,35
LP4	Cg_Média	0,2400	2,9935	0,7184	0,6849	0,0180	406,17	555,25
	Cg_Máxima	0,2400	2,9935	0,7184	0,6849	0,0180	657,84	899,44
	Cg_Variável	0,2392	2,9869	0,7145	0,6810	0,0180	537,68	699,02
LP5	Cg_Média	0,2536	3,1177	0,7908	0,7514	0,0196	447,03	562,70
	Cg_Máxima	0,2536	3,1176	0,7908	0,7514	0,0196	724,01	911,34
	Cg_Variável	0,2530	3,1318	0,7924	0,7534	0,0198	593,54	701,19
LP6	Cg_Média	0,2485	3,0477	0,7575	0,7203	0,0190	343,49	1830,98
	Cg_Máxima	0,2485	3,0477	0,7575	0,7203	0,0190	567,44	3024,73
	Cg_Variável	0,2484	3,0627	0,7607	0,7235	0,0192	409,17	2158,96
LP7	Cg_Média	0,2545	2,9421	0,7487	0,7103	0,0187	339,49	1810,40
	Cg_Máxima	0,2545	2,9420	0,7487	0,7103	0,0187	560,83	2990,73
	Cg_Variável	0,2535	2,9245	0,7414	0,7040	0,0185	402,57	2122,55

Tabela 5.5: Resultados dos índices individuais - Alimentador: AL_DJ2.

Pto Carga	Variação da Carga	FIC (int/ano)	Tempo Reparo (h)	DIC (h/ano)	DMICm (h/ano)	NDMIC (Ult./ano)	ENS (KWh/ano)	CENS (\$/ano)
LP8	Cg_Média	0,1406	3,8155	0,5364	0,5191	0,0136	535,79	2361,51
	Cg_Máxima	0,1406	3,8155	0,5364	0,5191	0,0136	872,21	3844,30
	Cg_Variável	0,1408	3,8233	0,5384	0,5210	0,0137	546,39	2509,36
LP9	Cg_Média	0,1399	3,6471	0,5104	0,4956	0,0133	586,31	2588,66
	Cg_Máxima	0,1399	3,6471	0,5104	0,4956	0,0133	954,46	4214,12
	Cg_Variável	0,1406	3,6409	0,5119	0,4969	0,0132	603,29	2866,14

Tabela 5.6: Resultados dos índices individuais - Alimentador: AL_DJ3.

Pto Carga	Variação da Carga	FIC (int/ano)	Tempo Reparo (h)	DIC (h/ano)	DMICm (h/ano)	NDMIC (Ult./ano)	ENS (KWh/ano)	CENS (\$/ano)
LP10	Cg_Média	0,2409	3,0367	0,7317	0,6961	0,0183	390,98	310,93
	Cg_Máxima	0,2409	3,0367	0,7317	0,6961	0,0183	633,45	503,76
	Cg_Variável	0,2410	3,0244	0,7288	0,6930	0,0182	522,63	388,09
LP11	Cg_Média	0,2516	3,1322	0,7881	0,7488	0,0198	421,14	335,75
	Cg_Máxima	0,2516	3,1321	0,7881	0,7488	0,0198	682,31	543,90
	Cg_Variável	0,2513	3,1186	0,7836	0,7440	0,0195	561,66	418,21
LP12	Cg_Média	0,2539	3,1044	0,7881	0,7476	0,0197	354,25	287,92
	Cg_Máxima	0,2539	3,1043	0,7881	0,7476	0,0197	573,94	466,42
	Cg_Variável	0,2539	3,1079	0,7892	0,7481	0,0196	454,38	343,84
LP13	Cg_Média	0,2500	2,9261	0,7315	0,6946	0,0181	413,54	554,00
	Cg_Máxima	0,2500	2,9260	0,7315	0,6946	0,0181	669,75	897,27
	Cg_Variável	0,2499	2,9113	0,7274	0,6908	0,0180	546,30	695,34
LP14	Cg_Média	0,2548	2,9751	0,7581	0,7213	0,0190	428,59	579,94
	Cg_Máxima	0,2548	2,9751	0,7581	0,7213	0,0190	694,14	939,27
	Cg_Variável	0,2543	2,9619	0,7533	0,7158	0,0188	568,37	732,16
LP15	Cg_Média	0,2419	2,9462	0,7127	0,6791	0,0176	323,16	1718,74
	Cg_Máxima	0,2419	2,9461	0,7126	0,6791	0,0176	533,84	2839,28
	Cg_Variável	0,2412	2,9347	0,7077	0,6740	0,0174	386,05	2038,92

Tabela 5.7: Resultados dos índices individuais - Alimentador: AL_DJ4.

Pto Carga	Variação da Carga	FIC (int/ano)	Tempo Reparo (h)	DIC (h/ano)	DMICm (h/ano)	NDMIC (Ult./ano)	ENS (KWh/ano)	CENS (\$/ano)
LP16	Cg_Média	0,2487	3,1226	0,7766	0,7360	0,0191	352,18	1896,71
	Cg_Máxima	0,2487	3,1226	0,7766	0,7360	0,0191	581,79	3133,34
	Cg_Variável	0,2490	3,1263	0,7784	0,7377	0,0193	415,98	2229,86
LP17	Cg_Média	0,2400	3,0756	0,7382	0,7025	0,0182	331,81	263,07
	Cg_Máxima	0,2400	3,0756	0,7382	0,7025	0,0182	537,61	426,24
	Cg_Variável	0,2403	3,0714	0,7379	0,7016	0,0182	424,17	314,10
LP18	Cg_Média	0,2406	2,9980	0,7213	0,6883	0,0178	324,19	255,03
	Cg_Máxima	0,2406	2,9980	0,7213	0,6883	0,0178	525,26	413,21
	Cg_Variável	0,2405	2,9922	0,7197	0,6865	0,0176	415,52	302,67
LP19	Cg_Média	0,2516	3,1095	0,7823	0,7436	0,0197	351,62	281,80
	Cg_Máxima	0,2516	3,1095	0,7823	0,7436	0,0197	569,70	456,57
	Cg_Variável	0,2518	3,1138	0,7839	0,7442	0,0196	450,27	337,64
LP20	Cg_Média	0,2522	3,0829	0,7775	0,7385	0,0198	439,51	599,99
	Cg_Máxima	0,2522	3,0828	0,7774	0,7385	0,0198	711,82	971,75
	Cg_Variável	0,2522	3,0742	0,7753	0,7370	0,0195	579,95	755,97
LP21	Cg_Média	0,2497	2,8934	0,7225	0,6876	0,0178	408,47	549,98
	Cg_Máxima	0,2497	2,8932	0,7225	0,6876	0,0178	661,53	890,75
	Cg_Variável	0,2504	2,8881	0,7232	0,6877	0,0178	549,07	703,24
LP22	Cg_Média	0,2539	2,9535	0,7499	0,7140	0,0186	340,06	1812,85
	Cg_Máxima	0,2539	2,9534	0,7499	0,7139	0,0186	561,76	2994,77
	Cg_Variável	0,2537	2,9404	0,7461	0,7099	0,0184	404,77	2156,21

Tabela 5.8: Resultados dos índices de Conjunto.

Alimentador	Variação da Carga	FEC (int/ano)	DEC (h/ano)	ENS (KWh/ano)	CENS (\$/ano)
LH_DJ1	Cg_Média	0,2483	0,7676	2767,44	5738,67
	Cg_Máxima	0,2483	0,7676	4504,97	9412,96
	Cg_Variável	0,2480	0,7686	3595,20	6906,23
LH_DJ2	Cg_Média	0,1403	0,5234	1122,10	4950,17
	Cg_Máxima	0,1403	0,5234	1826,67	8058,42
	Cg_Variável	0,1407	0,5251	1149,68	5375,50
LH_DJ3	Cg_Média	0,2486	0,7680	2331,65	3787,28
	Cg_Máxima	0,2486	0,7680	3787,45	6189,90
	Cg_Variável	0,2485	0,7658	3039,39	4616,56
LH_DJ4	Cg_Média	0,2443	0,7478	2547,85	5659,43
	Cg_Máxima	0,2443	0,7478	4149,46	9286,63
	Cg_Variável	0,2444	0,7477	3239,72	6799,69
Conjunto	Cg_Média	0,2470	0,7610	8769,03	20135,55
	Cg_Máxima	0,2470	0,7610	14268,55	32947,92
	Cg_Variável	0,2469	0,7606	11023,99	23697,98

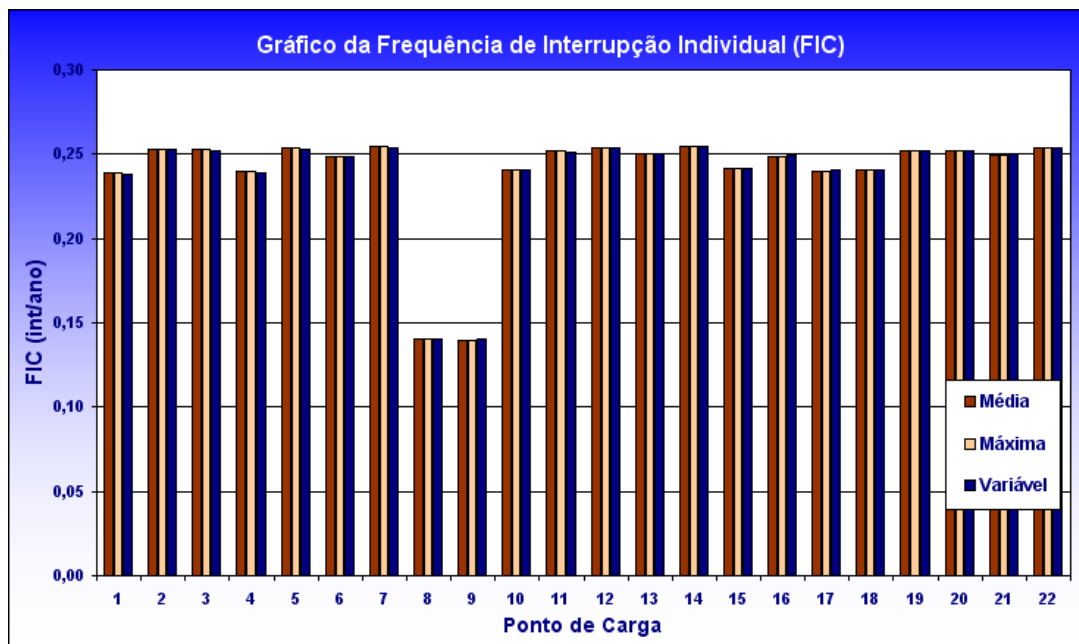


Figura 5.18: Gráfico da variação da frequência de interrupção por unidade consumidora (FIC) .

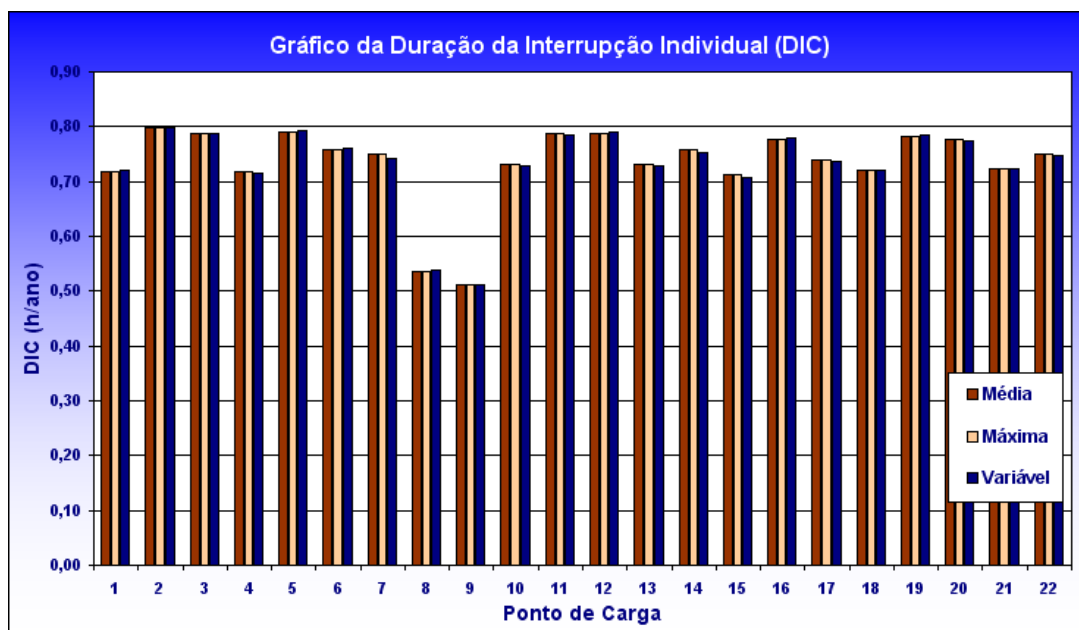


Figura 5.19: Gráfico da variação da Duração da Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC)

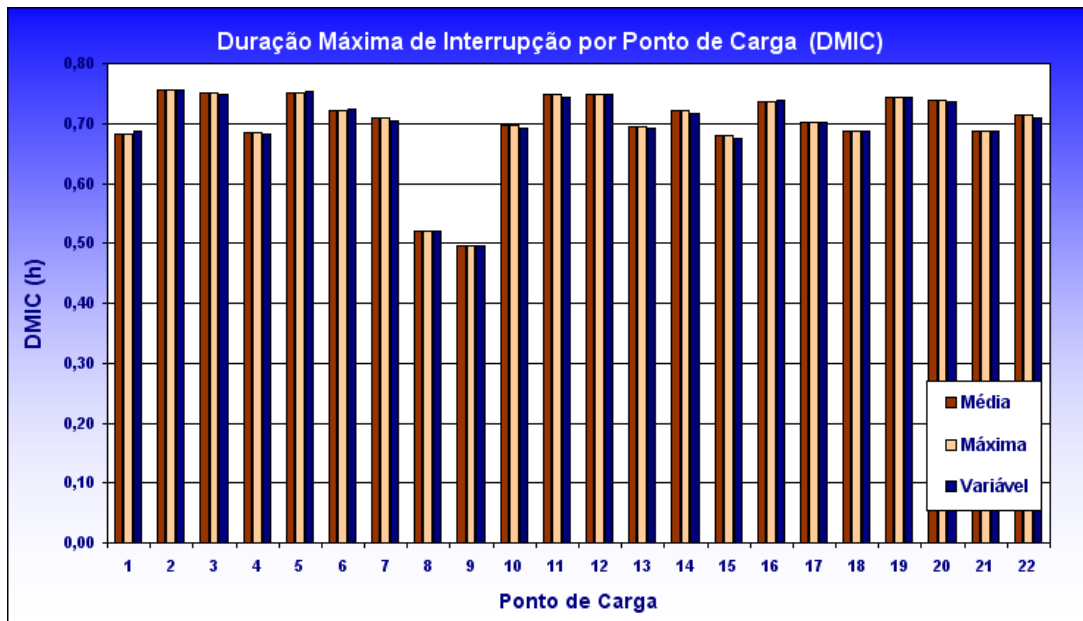


Figura 5.20: Gráfico da variação do maior valor anual da duração máxima de interrupção por unidade consumidora (DMICm).

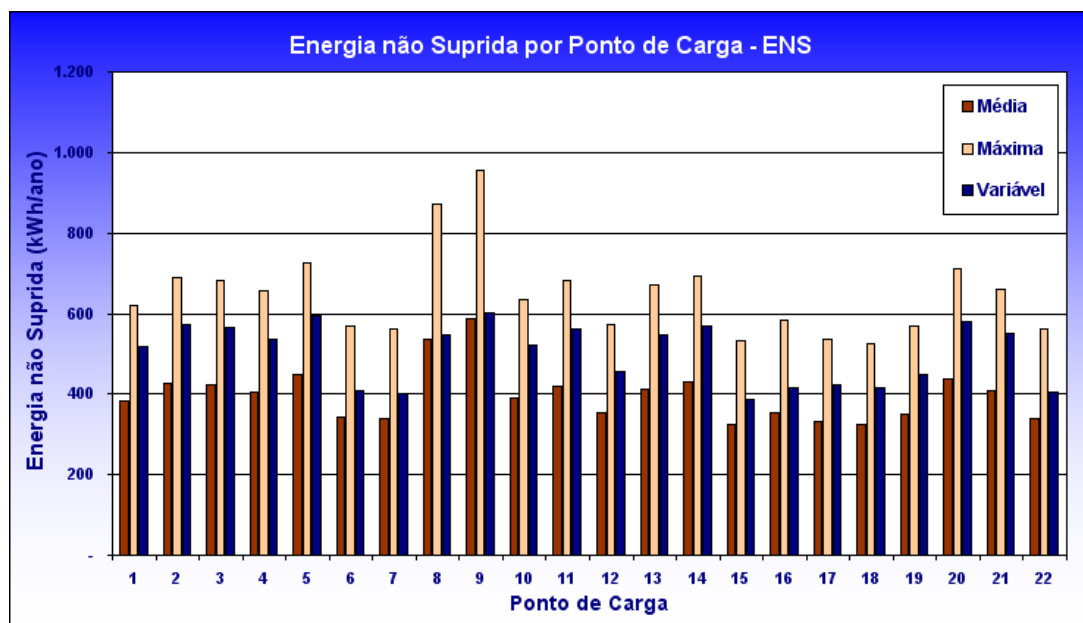


Figura 5.21: Gráfico da variação da Energia não Suprida por unidade consumidora (ENS).

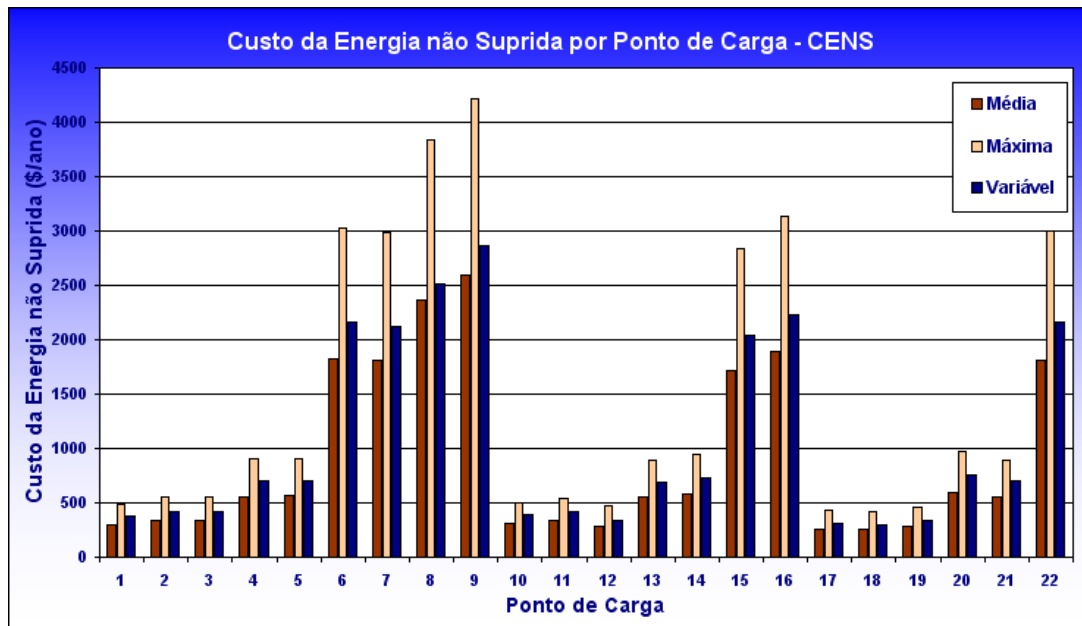


Figura 5.22: Gráfico da variação do Custo da Energia não Suprida por unidade consumidora (CENS).

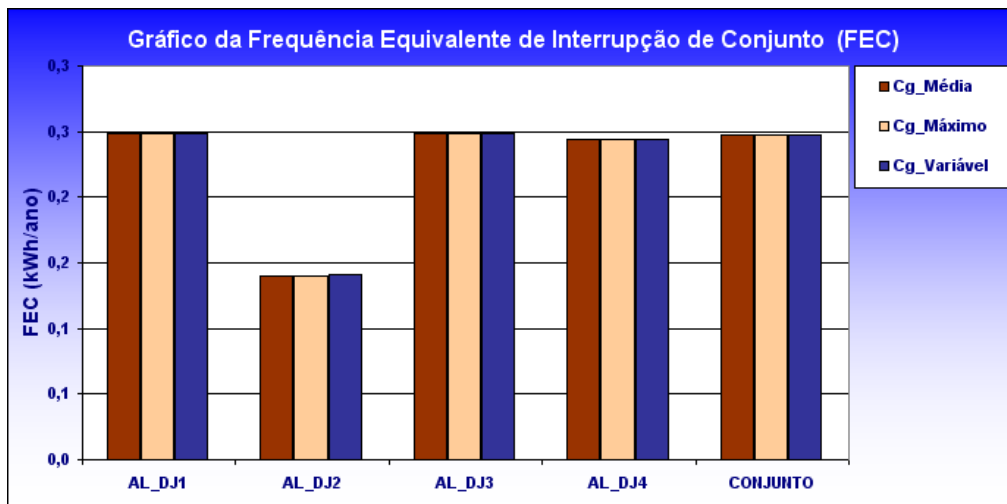


Figura 5.23: Gráfico da variação da frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora do conjunto (FEC).

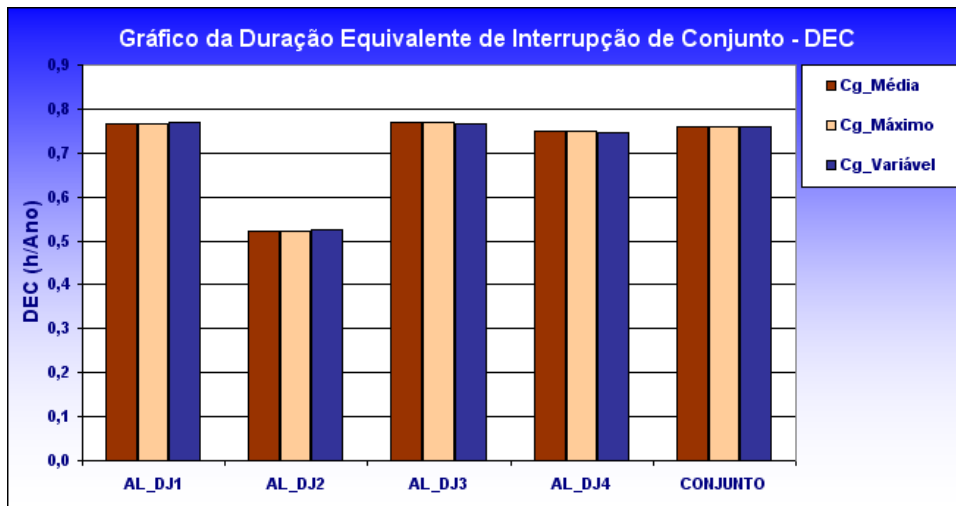


Figura 5.24: Gráfico da variação da duração equivalente de interrupção por unidade consumidora do conjunto (DEC).

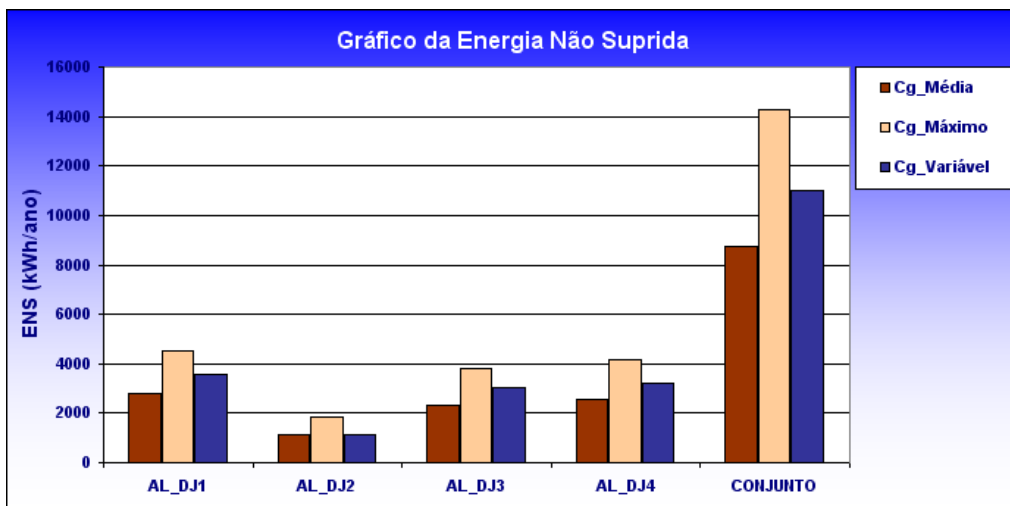


Figura 5.25: Gráfico da variação da energia não suprida do conjunto (ENS).

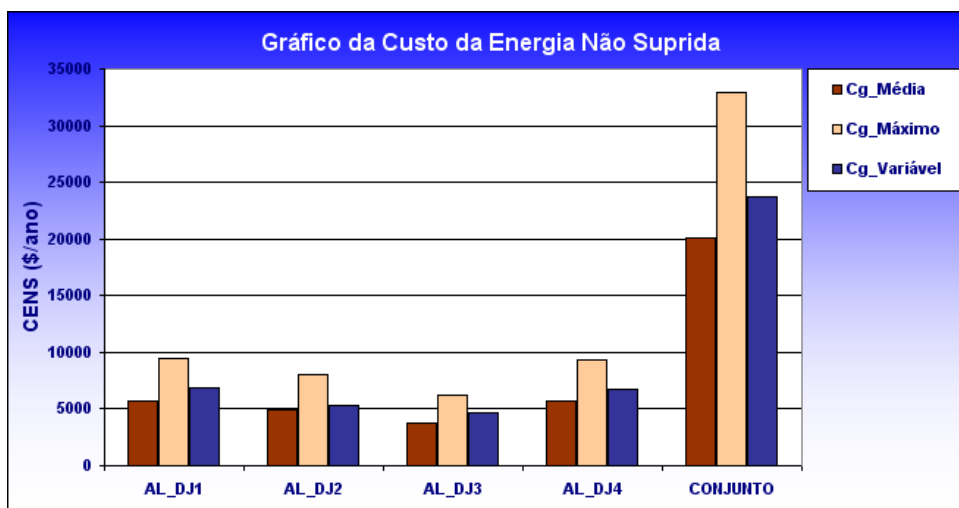


Figura 5.26: Gráfico da variação do custo da energia não suprida do conjunto (CENS).

5.1.4 Conclusões Parciais 2

De acordo com os resultados obtidos, verifica-se que os índices de duração e frequência de interrupção não são, praticamente, afetados pela variação da carga, pois não foram consideradas limitações na transferência de carga através da chave de recurso e não há geração distribuída no sistema, o que poderia provocar diferenças nas durações das interrupções. A pequena diferença que aparece nestes índices é devida ao coeficiente de variação, que é utilizado como critério de parada, sofrer alterações devido ao índice de energia não suprida ainda não ter atingido o coeficiente de variação especificado. Isso faz com que haja um número maior de simulações e assim as médias são calculadas com coeficientes de variação diferentes. Apenas a energia não suprida e seu respectivo valor de custo, os quais estão diretamente ligados a carga, sofreram uma expressiva variação. Isso confirma a necessidade de uma boa representação da carga e a busca por modelos computacionais capazes de incluir sua representação, já que são dois parâmetros importantes para o planejamento dos sistemas elétricos.

De acordo com os resultados obtidos nota-se que a utilização das curvas de carga estimadas proporcionou um resultado intermediário entre a carga média e máxima, tendendo a ser mais próximo da carga média, como era de se esperar.

5.1.5 Avaliação dos Índices de Confiabilidade com a presença da Geração Distribuída

O estudo da influência da Geração Distribuída (GD) será realizado no mesmo sistema da Figura 5.1, agora considerando a presença da GD, conforme mostra a Figura 5.27 com a GD conectada na rede de MT e a Figura 5.28 com a GD ligada no barramento de MT da Subestação. Para uma melhor comparação dos resultados em ambos os estudos será considerado a mesma semente de inicialização do gerador de números aleatórios utilizados na criação das séries sintéticas de operação/falha. Buscando avaliar o benefício da GD quanto ao local de instalação, será analisado de forma independente a conexão da GD no meio da rede e no barramento de MT da subestação, não descartando a hipótese de haver GD conectada em ambas as posições.

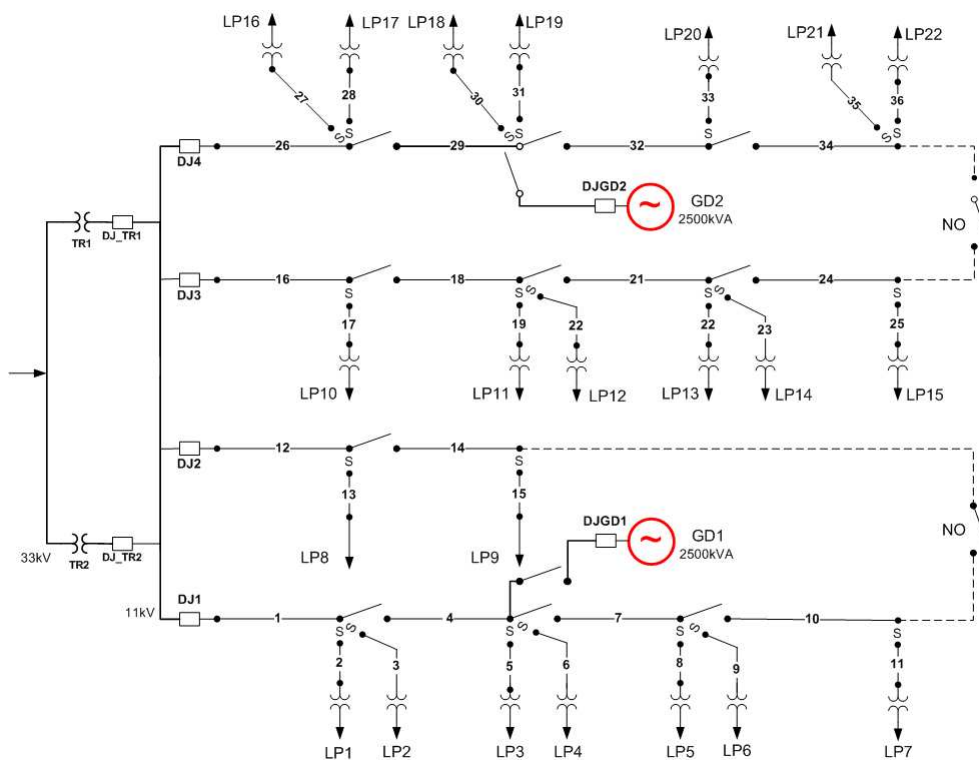


Figura 5.27: Sistema RBTs com as GDs nos alimentadores DJ1 e DJ4.

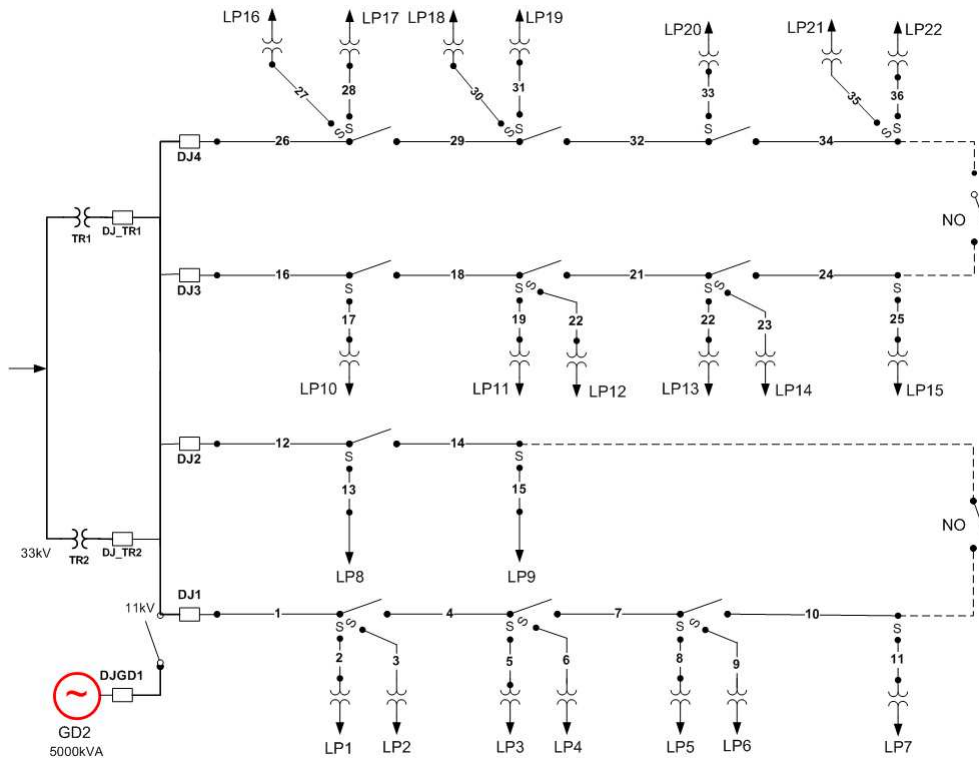
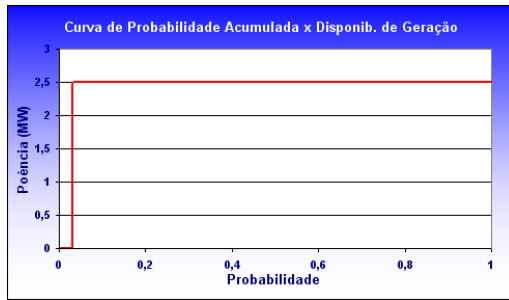


Figura 5.28: Sistema RBTs com a GD conectada no barramento da subestação.

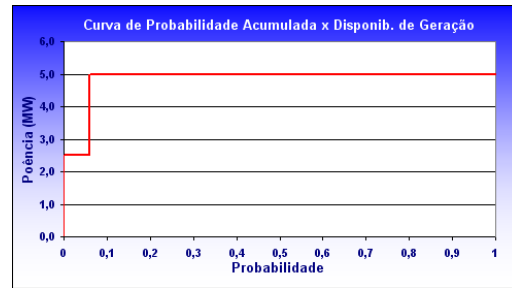
5.1.6 Geração Distribuída conectada na rede de MT

Para este estudo serão utilizados dois tipos de GD: de valor fixo de potência gerada (Geradores térmicos convencionais, Turbinas a gás, etc.) e valor variável de potência gerada, ou seja, com fonte primária de natureza intermitente (Solar, Eólicas, etc.).

Para a GD de geração fixa será considerado um grupo gerador a gás com uma taxa de saída forçada (FOR) de 3%, onde serão utilizadas três capacidades diferentes de potência: 1.5MW, 2.5MW e 5MW (2x2.5MW). A Figura 5.29 mostra a curva de distribuição de probabilidade acumulada da potência para uma unidade de 2.5MW (Figura 5.29(a)) e para uma unidade de 5MW (Figura 5.29(b)), de acordo com o modelo descrito na seção 4.3.1. Para a unidade de 1.5MW a curva é a mesma da unidade de 2.5MW mudando apenas as escalas para 1.5MW.



(a) GD 2,5MW.



(b) GD 5MW (2x2,5MW).

Figura 5.29: Curva de Prob. acumulada x Disponibilidade de Geração (FOR de 3%)

Para GD de geração variável será considerada uma fazenda eólica, onde serão avaliados os seguintes modelos: Geradores Eólicos - Modelo I (seção 4.3.2.1) e Modelo II (seção 4.3.2.2). Também serão utilizadas as três capacidades diferentes de potência: 1.5MW, 2.5MW e 5MW(2x2.5MW) e uma (FOR) de 3%.

Para a GD Eólica, Modelo I, serão utilizados os resultados obtidos em [81], conforme mostra a Figura 5.30, cujos dados estão descritos na Tabela 5.10.

Comentário: por não estarem disponíveis as curvas de probabilidade versus disponibilidade de potência para as unidades de 2.5 MW e 5.0 MW, foi aproveitado o resultado da usina de 1.5 MW, a título de aproximação, fazendo a normalização da curva dada pela potência nominal e em seguida multiplicando pelo valor de potência utilizado.

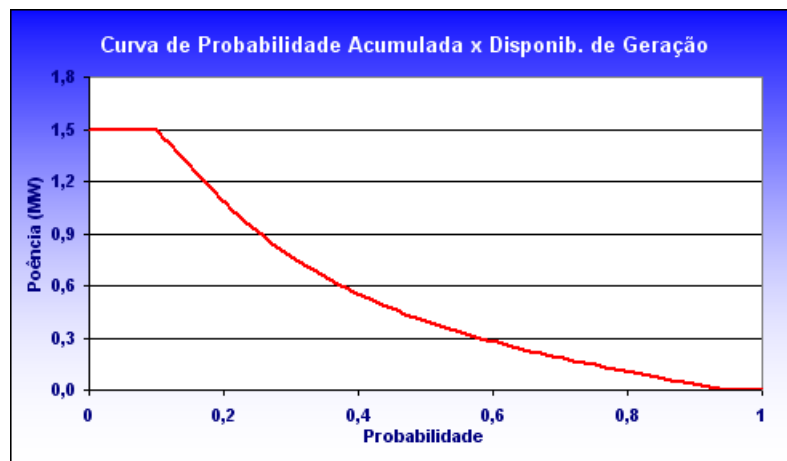


Figura 5.30: Curva de Prob. Acumulada x Disp. de geração (Eólica) - Cap. Nominal 1.5MW.

Tabela 5.9: Estados da probabilidade Acumulada e Disponibilidade de Geração Eólica (modelo I) - Cap. Nominal 1,5MW.

Estado	Prob.	Pot.(MW)	Estado	Prob.	Pot.(MW)	Estado	Prob.	Pot.(MW)
1	0,0000	1,500	31	0,3340	0,688	61	0,7658	0,132
2	0,0947	1,500	32	0,3456	0,663	62	0,7812	0,120
3	0,1002	1,492	33	0,3574	0,638	63	0,7950	0,109
4	0,1052	1,473	34	0,3688	0,614	64	0,8087	0,099
5	0,1106	1,452	35	0,3798	0,590	65	0,8213	0,089
6	0,1170	1,429	36	0,3922	0,567	66	0,8336	0,080
7	0,1236	1,404	37	0,4041	0,544	67	0,8448	0,072
8	0,1297	1,377	38	0,4171	0,522	68	0,8552	0,063
9	0,1363	1,349	39	0,4299	0,500	69	0,8643	0,056
10	0,1427	1,320	40	0,4428	0,479	70	0,8732	0,049
11	0,1504	1,290	41	0,4564	0,458	71	0,8824	0,043
12	0,1578	1,259	42	0,4702	0,437	72	0,8904	0,038
13	0,1652	1,227	43	0,4846	0,417	73	0,8971	0,033
14	0,1721	1,196	44	0,4991	0,398	74	0,9030	0,028
15	0,1798	1,164	45	0,5142	0,379	75	0,9089	0,024
16	0,1876	1,131	46	0,5292	0,360	76	0,9135	0,021
17	0,1957	1,099	47	0,5446	0,342	77	0,9177	0,018
18	0,2044	1,068	48	0,5598	0,324	78	0,9215	0,015
19	0,2128	1,036	49	0,5748	0,307	79	0,9251	0,013
20	0,2215	1,004	50	0,5903	0,290	80	0,9285	0,011
21	0,2303	0,973	51	0,6061	0,273	81	0,9312	0,009
22	0,2393	0,942	52	0,6226	0,257	82	0,9341	0,007
23	0,2490	0,912	53	0,6387	0,241	83	0,9364	0,005
24	0,2587	0,882	54	0,6557	0,226	84	0,9380	0,003
25	0,2684	0,853	55	0,6721	0,211	85	1,0000	0,000
26	0,2790	0,824	56	0,6882	0,197			
27	0,2902	0,796	57	0,7043	0,183			
28	0,3010	0,768	58	0,7199	0,169			
29	0,3121	0,741	59	0,7362	0,156			
30	0,3228	0,714	60	0,7512	0,144			

Para a GD Eólica, Modelo II, será utilizada a curva da característica de potência da turbina eólica disponível em [81](Figura 5.31), cujos dados estão descritos na Tabela 5.10, a curva de velocidade do vento versus tempo (Figura 4.13) e a curva de probabilidade de disponibilidade de unidades de geração (Figura 5.32).

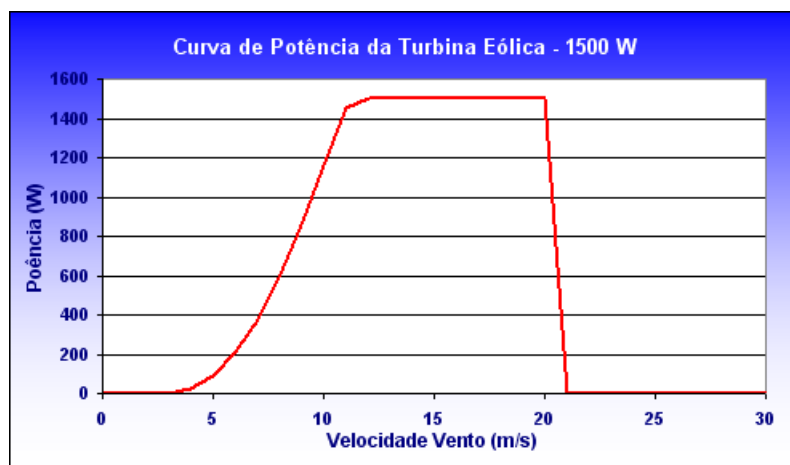
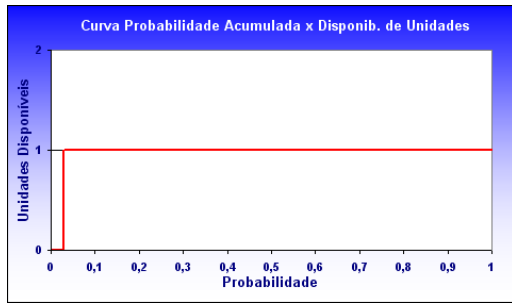


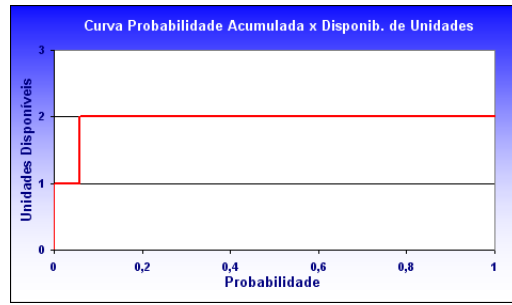
Figura 5.31: Curva da característica de potência de uma turbina eólica - Capacidade Nominal 1,5MW.

Tabela 5.10: Dados da curva característica de potência das turbinas eólicas para densidade do ar igual a $1,225 \text{ kg/m}^3$

Velocidade (m/s)	GD Eólica 1500W	GD Eólica 2500W
0	0	0
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	25	15
5	87	120
6	214	248
7	377	429
8	589	662
9	855	964
10	1162	1306
11	1453	1658
12	1500	1984
13	1500	2264
14	1500	2450
15	1500	2500
16	1500	2500
17	1500	2500
18	1500	2500
19	1500	2500
20	1500	2500
21	0	2500
22	0	2500
23	0	2500
24	0	2500
25	0	2500
26	0	
27	0	
28	0	
29	0	
30	0	



(a) GD 2,5MW.



(b) GD 5MW (2x2,5MW).

Figura 5.32: Curva de Prob. Acumulada x Disponibilidade de Unidades de Geração (FOR de 3%)

Para este estudo serão mostrados os resultados do alimentador do disjuntor DJ1, tendo em vista a semelhança entre os alimentadores AL_DJ1 e AL_DJ4. A Figura 5.33 mostra os dados dos consumidores do alimentador AL_DJ1, os quais serão necessários para análise, pois apesar de não haver prioridades de corte de carga, foi adotado o critério de mínimo número de consumidores cortados e havendo empate minimizar a potência a ser cortada.

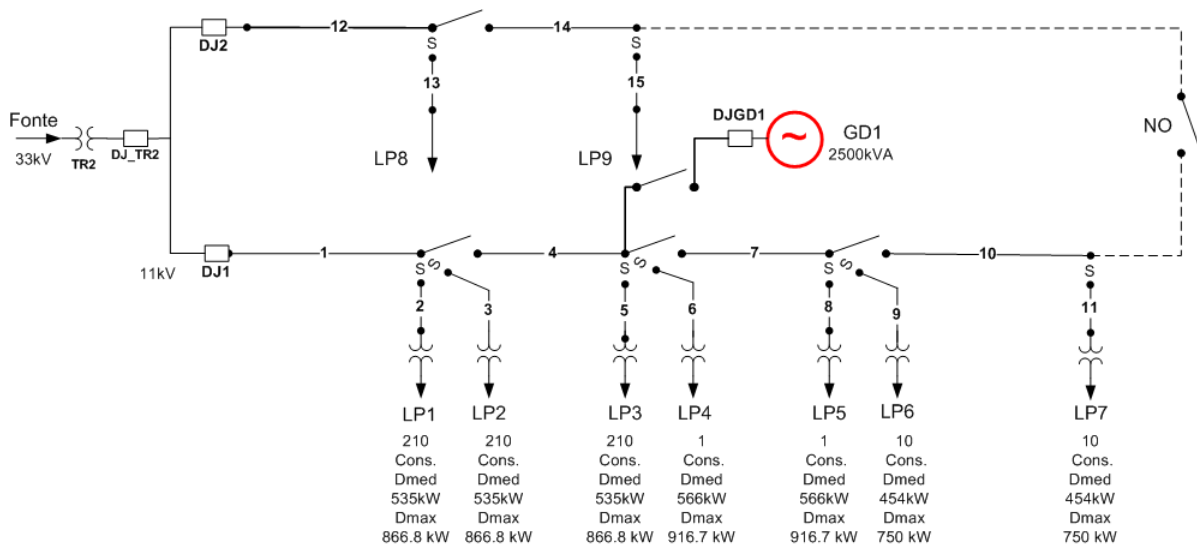


Figura 5.33: Sistema simplificado com os alimentadores DJ1 e DJ2.

As Tabelas 5.11, 5.12, 5.13, e 5.14 mostram os resultados dos índices por ponto de carga, mostrando os resultados simulados para os tipos de geração considerados e os três tipos de consideração da carga (média, máxima e variante no tempo) para o alimentador AL_DJ1. Os valores das variações percentuais dos índices são referenciados aos valores da configuração sem recurso, a qual é considerado o pior

caso. Esses resultados são mostrados nas Figuras 5.34 à 5.45.

As Tabelas 5.15 à 5.18 mostram os resultados dos índices do conjunto (Alimentador DJ1), os quais estão representadas nas Figuras 5.46 à 5.49.

A Tabela 5.19 mostra a quantidade máxima de pontos de carga que podem ser supridos pelas GD's de capacidade fixa, considerando a política de corte de carga adotada.

A Tabela 5.20 mostra os anos simulados para as análises realizadas. O tempo médio de simulação foi de 100 anos/segundo, onde se usou um processador Intel Pentium IV 3GHz.

Tabela 5.11: Dados comparativos da frequência de interrupção individual por ponto de carga (FIC) para a Carga Média, Máxima e Variante no Tempo

Pto Cg	Var da Cg	FIC Int/a Sem Rec			FIC Int/a Com Rec			FIC Int/a 5MW Fixa			FIC Int/a 2,5MW Eol I			FIC Int/a 1,5MW Eol I			FIC Int/a 5MW Eol II			FIC Int/a 2,5MW Eol II			FIC Int/a 1,5MW Eol II				
		Méd	Máx	Var	Méd	Máx	Var	Méd	Máx	Var	Méd	Máx	Var	Méd	Máx	Var	Méd	Máx	Var	Méd	Máx	Var	Méd	Máx	Var		
LP1	Méd	0,2383	0,2391	0,33	0,2386	0,2386	-0,13	0,2380	0,13	0,2380	0,13	0,2383	0,00	0,2383	0,00	0,2383	0,00	0,2383	0,00	0,2383	0,00	0,2383	0,00	0,2383	0,00	0,2383	0,00
	Máx	0,2383	0,2391	0,33	0,2386	0,2386	-0,13	0,2380	0,13	0,2380	0,13	0,2383	0,00	0,2383	0,00	0,2383	0,00	0,2383	0,00	0,2383	0,00	0,2383	0,00	0,2383	0,00	0,2383	0,00
	Var	0,2383	0,2385	0,08	0,2386	0,2386	-0,13	0,2380	0,13	0,2380	0,13	0,2383	0,00	0,2383	0,00	0,2383	0,00	0,2383	0,00	0,2383	0,00	0,2383	0,00	0,2383	0,00	0,2383	0,00
LP2	Méd	0,2526	0,2531	0,20	0,2524	0,2524	0,08	0,2521	0,20	0,2521	0,20	0,2526	0,00	0,2526	0,00	0,2526	0,00	0,2526	0,00	0,2526	0,00	0,2526	0,00	0,2526	0,00	0,2526	0,00
	Máx	0,2526	0,2531	0,20	0,2524	0,2524	0,08	0,2521	0,20	0,2521	0,20	0,2526	0,00	0,2526	0,00	0,2526	0,00	0,2526	0,00	0,2526	0,00	0,2526	0,00	0,2526	0,00	0,2526	0,00
	Var	0,2526	0,2531	0,20	0,2524	0,2524	0,08	0,2521	0,20	0,2521	0,20	0,2526	0,00	0,2526	0,00	0,2526	0,00	0,2526	0,00	0,2526	0,00	0,2526	0,00	0,2526	0,00	0,2526	0,00
LP3	Méd	0,2514	0,2525	0,44	0,2519	0,2519	-0,20	0,2513	0,04	0,2513	0,04	0,2514	0,00	0,2514	0,00	0,2514	0,00	0,2514	0,00	0,2514	0,00	0,2514	0,00	0,2514	0,00	0,2514	0,00
	Máx	0,2514	0,2525	0,44	0,2519	0,2519	-0,20	0,2513	0,04	0,2513	0,04	0,2514	0,00	0,2514	0,00	0,2514	0,00	0,2514	0,00	0,2514	0,00	0,2514	0,00	0,2514	0,00	0,2514	0,00
	Var	0,2514	0,2522	0,32	0,2519	0,2519	-0,20	0,2513	0,04	0,2513	0,04	0,2514	0,00	0,2514	0,00	0,2514	0,00	0,2514	0,00	0,2514	0,00	0,2514	0,00	0,2514	0,00	0,2514	0,00
LP4	Méd	0,2393	0,2400	0,29	0,2394	0,2394	-0,04	0,2391	0,08	0,2391	0,08	0,2393	0,00	0,2393	0,00	0,2393	0,00	0,2393	0,00	0,2393	0,00	0,2393	0,00	0,2393	0,00	0,2393	0,00
	Máx	0,2393	0,2400	0,29	0,2394	0,2394	-0,04	0,2391	0,08	0,2391	0,08	0,2393	0,00	0,2393	0,00	0,2393	0,00	0,2393	0,00	0,2393	0,00	0,2393	0,00	0,2393	0,00	0,2393	0,00
	Var	0,2393	0,2392	-0,04	0,2394	0,2394	-0,04	0,2391	0,08	0,2391	0,08	0,2393	0,00	0,2393	0,00	0,2393	0,00	0,2393	0,00	0,2393	0,00	0,2393	0,00	0,2393	0,00	0,2393	0,00
LP5	Méd	0,2533	0,2536	0,12	0,2532	0,2532	0,04	0,2530	0,12	0,2530	0,12	0,2532	0,04	0,2532	0,04	0,2532	0,04	0,2532	0,04	0,2532	0,04	0,2532	0,04	0,2532	0,04	0,2532	0,04
	Máx	0,2533	0,2536	0,12	0,2532	0,2532	0,04	0,2530	0,12	0,2530	0,12	0,2532	0,04	0,2532	0,04	0,2532	0,04	0,2532	0,04	0,2532	0,04	0,2532	0,04	0,2532	0,04	0,2532	0,04
	Var	0,2533	0,253	-0,12	0,2532	0,2532	0,04	0,2530	0,12	0,2530	0,12	0,2532	0,04	0,2532	0,04	0,2532	0,04	0,2532	0,04	0,2532	0,04	0,2532	0,04	0,2532	0,04	0,2532	0,04
LP6	Méd	0,2477	0,2485	0,32	0,2478	0,2478	-0,04	0,2474	0,12	0,2474	0,12	0,2477	0,00	0,2477	0,00	0,2477	0,00	0,2477	0,00	0,2477	0,00	0,2477	0,00	0,2477	0,00	0,2477	0,00
	Máx	0,2477	0,2485	0,32	0,2478	0,2478	-0,04	0,2474	0,12	0,2474	0,12	0,2477	0,00	0,2477	0,00	0,2477	0,00	0,2477	0,00	0,2477	0,00	0,2477	0,00	0,2477	0,00	0,2477	0,00
	Var	0,2477	0,2484	0,28	0,2478	0,2478	-0,04	0,2474	0,12	0,2474	0,12	0,2477	0,00	0,2477	0,00	0,2477	0,00	0,2477	0,00	0,2477	0,00	0,2477	0,00	0,2477	0,00	0,2477	0,00
LP7	Méd	0,2542	0,2545	0,12	0,2543	0,2543	-0,04	0,2540	0,08	0,2540	0,08	0,2542	0,00	0,2542	0,00	0,2542	0,00	0,2542	0,00	0,2542	0,00	0,2542	0,00	0,2542	0,00	0,2542	0,00
	Máx	0,2542	0,2545	0,12	0,2543	0,2543	-0,04	0,2540	0,08	0,2540	0,08	0,2542	0,00	0,2542	0,00	0,2542	0,00	0,2542	0,00	0,2542	0,00	0,2542	0,00	0,2542	0,00	0,2542	0,00
	Var	0,2542	0,2535	-0,28	0,2543	0,2543	-0,04	0,2540	0,08	0,2540	0,08	0,2542	0,00	0,2542	0,00	0,2542	0,00	0,2542	0,00	0,2542	0,00	0,2542	0,00	0,2542	0,00	0,2542	0,00

Tabela 5.12: Dados comparativos da Duração de Indisponibilidade média anual por ponto de carga (DIC) para a Carga Média, Máxima e Variante no Tempo.

Pto Cg	Var da Cg	DIC h/a Sem Rec	DIC h/a Com Rec	VAR (%)	DIC h/a 5MW Fixa	VAR (%)	DIC h/a 2,5MW Fixa	VAR (%)	DIC h/a 5MW Eol I	VAR (%)	DIC h/a 2,5MW Eol I	VAR (%)	DIC h/a 1,5MW Eol I	VAR (%)	DIC h/a 1,5MW Eol I	VAR (%)	DIC h/a 2,5MW Eol II	VAR (%)	DIC h/a 5MW Eol II	VAR (%)	DIC h/a 2,5MW Eol II	VAR (%)	DIC h/a 1,5MW Eol II	VAR (%)	DIC h/a 1,5MW Eol II	VAR (%)		
LP1	Méd	0,7116	0,7175	-0,83	0,7143	-0,38	0,7110	0,08	0,7116	0,00	0,7116	0,00	0,7116	0,00	0,7116	0,00	0,7116	0,00	0,7116	0,00	0,7116	0,00	0,7116	0,00	0,7116	0,00	0,7116	0,00
	Máx	0,7116	0,7175	-0,83	0,7143	-0,38	0,7110	0,08	0,7116	0,00	0,7116	0,00	0,7116	0,00	0,7116	0,00	0,7116	0,00	0,7116	0,00	0,7116	0,00	0,7116	0,00	0,7116	0,00	0,7116	0,00
	Var	0,7116	0,7209	-1,31	0,7143	-0,38	0,7110	0,08	0,7110	0,08	0,7116	0,00	0,7116	0,00	0,7116	0,00	0,7116	0,00	0,7116	0,00	0,7116	0,00	0,7116	0,00	0,7116	0,00	0,7116	0,00
LP2	Méd	0,7964	0,7981	-0,21	0,7954	0,13	0,7947	0,21	0,7964	0,00	0,7964	0,00	0,7964	0,00	0,7964	0,00	0,7964	0,00	0,7964	0,00	0,7964	0,00	0,7964	0,00	0,7964	0,00	0,7964	0,00
	Máx	0,7964	0,7981	-0,21	0,7954	0,13	0,7947	0,21	0,7964	0,00	0,7964	0,00	0,7964	0,00	0,7964	0,00	0,7964	0,00	0,7964	0,00	0,7964	0,00	0,7964	0,00	0,7964	0,00	0,7964	0,00
	Var	0,7964	0,7988	-0,30	0,7954	0,13	0,7947	0,21	0,7947	0,21	0,7964	0,00	0,7964	0,00	0,7964	0,00	0,7964	0,00	0,7964	0,00	0,7964	0,00	0,7964	0,00	0,7964	0,00	0,7964	0,00
LP3	Méd	0,9823	0,7886	19,72	0,7892	19,66	0,7942	19,15	0,7942	19,15	0,8395	14,537	0,8690	11,534	0,8977	8,612	0,9561	2,667	0,9677	1,486	0,9677	1,486	0,9677	1,486	0,9677	1,486	0,9677	1,486
	Máx	0,9823	0,7886	19,72	0,7892	19,66	0,7942	19,15	0,7937	19,20	0,8602	12,430	0,8954	8,847	0,9284	5,487	0,9675	1,507	0,9752	0,723	0,9788	0,356	0,9788	0,356	0,9788	0,356	0,9788	0,356
	Var	0,9823	0,7879	19,79	0,7892	19,66	0,7942	19,15	0,7942	19,15	0,8395	14,537	0,8690	11,534	0,8977	8,612	0,9561	2,667	0,9677	1,486	0,9677	1,486	0,9677	1,486	0,9677	1,486	0,9677	1,486
LP4	Méd	0,9133	0,7184	21,34	0,7279	20,30	0,9128	0,05	0,9128	0,05	0,8549	6,394	0,9133	0,000	0,9133	0,000	0,9098	0,383	0,9133	0,000	0,9133	0,000	0,9133	0,000	0,9133	0,000	0,9133	0,000
	Máx	0,9133	0,7184	21,34	0,7279	20,30	0,9128	0,05	0,9133	0,00	0,8833	3,285	0,9133	0,000	0,9133	0,000	0,9133	0,033	0,9133	0,000	0,9133	0,000	0,9133	0,000	0,9133	0,000	0,9133	0,000
	Var	0,9133	0,7145	21,77	0,7240	20,73	0,8512	6,80	0,9076	0,62	0,8592	5,924	0,9014	1,303	0,9125	0,088	0,9109	0,263	0,9133	0,000	0,9109	0,263	0,9133	0,000	0,9133	0,000	0,9133	0,000
LP5	Méd	1,1868	0,7908	33,37	0,9924	16,38	0,9980	15,91	1,1863	0,04	1,1135	6,176	1,1555	2,637	1,1868	0,000	1,1834	0,286	1,1867	0,008	1,1867	0,008	1,1867	0,008	1,1867	0,008	1,1867	0,008
	Máx	1,1868	0,7908	33,37	1,0042	15,39	1,1863	0,04	1,1868	0,00	1,1438	3,623	1,1868	0,000	1,1868	0,000	1,1866	0,017	1,1868	0,000	1,1868	0,000	1,1868	0,000	1,1868	0,000	1,1868	0,000
	Var	1,1868	0,7924	33,23	0,9983	15,88	1,0793	9,06	1,1810	0,49	1,1345	4,407	1,1686	1,534	1,1558	0,084	1,1851	0,143	1,1867	0,008	1,1867	0,008	1,1867	0,008	1,1867	0,008	1,1867	0,008
LP6	Méd	1,1452	0,7575	33,85	0,9525	16,83	0,9569	16,44	0,9569	16,44	1,0515	8,182	1,0916	4,680	1,1205	2,157	1,1333	1,039	1,1441	0,096	1,1441	0,096	1,1441	0,096	1,1441	0,096	1,1441	0,096
	Máx	1,1452	0,7575	33,85	0,9525	16,83	0,9569	16,44	1,1452	0,00	1,0811	5,597	1,1193	2,262	1,1452	0,000	1,1404	0,419	1,1452	0,000	1,1452	0,000	1,1452	0,000	1,1452	0,000	1,1452	0,000
	Var	1,1452	0,7607	33,57	0,9525	16,83	0,9569	16,44	0,9569	16,44	1,0481	8,479	1,0893	4,881	1,1171	2,454	1,1342	0,961	1,1439	0,114	1,1439	0,114	1,1439	0,114	1,1439	0,114	1,1439	0,114
LP7	Méd	1,3467	0,7487	44,40	1,1529	14,39	1,1579	14,02	1,1579	14,02	1,2309	8,599	1,2720	5,547	1,3027	3,267	1,3373	0,698	1,3433	0,252	1,3433	0,252	1,3433	0,252	1,3433	0,252	1,3433	0,252
	Máx	1,3467	0,7487	44,40	1,1529	14,39	1,1579	14,02	1,3467	0,00	1,2621	6,282	1,3010	3,393	1,3467	0,000	1,3411	0,416	1,3457	0,074	1,3457	0,074	1,3467	0,074	1,3467	0,074	1,3467	0,074
	Var	1,3467	0,7414	44,95	1,1529	14,39	1,1579	14,02	1,1579	14,02	1,2388	8,012	1,2803	4,931	1,3107	2,673	1,3358	0,809	1,3436	0,230	1,3436	0,230	1,3436	0,230	1,3436	0,230	1,3436	0,230

Tabela 5.13: Dados comparativos da Energia não Suprida por ponto de carga (ENS) para a carga Média, Máxima e Variante no Tempo.

Pto Cg	Var da Cg	ENS KWh/a Sem Rec	ENS KWh/a Com Rec	VAR (%)	ENS KWh/a 5MW Fixa	VAR (%)	ENS KWh/a 1,5MW Fixa	VAR (%)	ENS KWh/a 5MW Eol I	VAR (%)	ENS KWh/a 1,5MW Eol I	VAR (%)	ENS KWh/a 5MW Eol II	VAR (%)	ENS KWh/a 1,5MW Eol II	VAR (%)	ENS KWh/a 1,5MW Eol II	VAR (%)	
LP1	Méd	380,26	383,40	-0,82	381,73	379,97	0,08	379,97	0,08	380,26	0,00	380,26	0,00	380,26	0,00	380,26	0,00	380,26	0,00
	Máx	616,09	621,18	-0,82	618,48	615,62	0,08	616,09	0,00	616,09	0,00	616,09	0,00	616,09	0,00	616,09	0,00	616,09	0,00
	Var	510,94	517,10	-1,21	512,68	510,53	0,08	510,53	0,08	510,94	0,00	510,94	0,00	510,94	0,00	510,94	0,00	510,94	0,00
LP2	Méd	425,56	426,48	-0,22	425,01	424,63	0,22	424,63	0,22	425,56	0,00	425,56	0,00	425,56	0,00	425,56	0,00	425,56	0,00
	Máx	689,48	690,97	-0,22	688,60	687,98	0,13	689,48	0,00	689,48	0,00	689,48	0,00	689,48	0,00	689,48	0,00	689,48	0,00
	Var	569,39	570,88	-0,26	568,69	568,16	0,12	568,16	0,22	569,39	0,00	569,39	0,00	569,39	0,00	569,39	0,00	569,39	0,00
LP3	Méd	524,86	421,37	19,72	421,70	424,36	19,15	424,36	19,15	448,59	14,53	464,36	11,53	510,87	2,67	517,04	1,49	517,04	1,49
	Máx	850,38	682,70	19,72	683,23	687,54	19,15	687,54	19,15	744,73	12,42	803,69	8,84	837,60	1,50	844,20	0,73	847,39	0,35
	Var	682,84	564,24	17,37	563,79	566,77	17,00	566,77	17,00	594,75	12,90	630,63	7,65	664,19	2,73	672,21	1,56	672,21	1,56
LP4	Méd	516,30	406,17	21,33	411,52	515,99	0,06	515,99	0,06	483,31	6,39	516,30	0,00	514,34	0,38	516,30	0,00	516,30	0,00
	Máx	836,20	657,84	21,33	666,50	835,71	0,06	836,20	0,00	808,75	3,28	836,20	0,00	835,90	0,04	836,20	0,00	836,20	0,00
	Var	663,94	537,68	19,02	543,66	634,65	4,41	662,72	0,18	632,05	4,80	658,66	0,80	662,49	0,22	663,90	0,01	663,91	0,00
LP5	Méd	670,85	447,03	33,36	560,98	670,53	0,05	670,53	0,05	629,40	6,18	653,15	2,64	668,91	0,29	670,76	0,01	670,85	0,00
	Máx	1086,52	724,01	33,36	919,38	1085,99	0,05	1086,52	0,00	1047,11	3,63	1086,52	0,00	1086,33	0,02	1086,52	0,00	1086,52	0,00
	Var	844,96	593,54	29,75	724,72	771,32	8,71	844,24	0,09	811,55	3,95	832,94	1,42	844,05	0,11	844,78	0,02	844,93	0,00
LP6	Méd	519,24	343,49	33,85	431,88	433,87	16,44	433,87	16,44	476,77	8,18	494,96	4,67	513,84	1,04	518,75	0,09	518,75	0,09
	Máx	857,77	567,44	33,85	713,46	716,74	16,44	857,77	0,00	809,81	5,59	838,41	2,26	854,18	0,42	857,75	0,00	857,77	0,00
	Var	585,24	409,17	30,08	497,47	498,69	14,79	498,69	14,79	540,84	7,59	559,74	4,36	579,97	0,90	584,64	0,10	584,70	0,09
LP7	Méd	610,58	339,49	44,40	522,71	524,98	14,02	524,98	14,02	558,06	8,60	576,71	5,55	606,32	0,70	609,01	0,26	609,01	0,26
	Máx	1008,67	560,83	44,40	863,50	867,26	14,02	1008,67	0,00	945,29	6,28	974,40	3,40	1004,45	0,42	1007,85	0,08	1008,67	0,00
	Var	681,49	402,57	40,93	592,32	594,32	12,79	594,32	12,79	630,41	7,50	649,44	4,70	675,74	0,84	679,81	0,25	679,80	0,25

Tabela 5.14: Dados comparativos do Custo da Energia não Suprida por ponto de carga (CENS) para a carga Média, Máxima e Variante no Tempo.

Pto Cg	Var da Cg	CENS \$/a Sem Rec			CENS \$/a Com Rec			CENS \$/a 5MW Fixa			CENS \$/a 5MW Eol I			CENS \$/a 5MW Eol II			CENS \$/a 2,5MW Eol II			CENS \$/a 1,5MW Eol II					
		Méd	Máx	Var	Méd	Máx	Var	Méd	Máx	Var	Méd	Máx	Var	Méd	Máx	Var	Méd	Máx	Var	Méd	Máx	Var	Méd	Máx	Var
LP1	Méd	300,13	302,50	-0,79	301,50	299,60	0,18	300,13	300,13	0,00	300,13	300,13	0,00	300,13	300,13	0,00	300,13	300,13	0,00	300,13	300,13	0,00	300,13	300,13	0,00
	Máx	486,26	490,10	-0,79	488,48	485,40	0,18	486,26	486,26	0,00	486,26	486,26	0,00	486,26	486,26	0,00	486,26	486,26	0,00	486,26	486,26	0,00	486,26	486,26	0,00
	Var	374,86	379,49	-1,24	376,79	374,33	0,14	374,86	374,86	0,00	374,86	374,86	0,00	374,86	374,86	0,00	374,86	374,86	0,00	374,86	374,86	0,00	374,86	374,86	0,00
LP2	Méd	337,96	338,53	-0,17	337,27	336,92	0,31	337,95	337,95	0,00	337,95	337,95	0,00	337,95	337,95	0,00	337,95	337,95	0,00	337,95	337,95	0,00	337,95	337,95	0,00
	Máx	547,55	548,48	-0,17	546,44	545,87	0,31	547,55	547,55	0,00	547,55	547,55	0,00	547,55	547,55	0,00	547,55	547,55	0,00	547,55	547,55	0,00	547,55	547,55	0,00
	Var	423,14	423,67	-0,13	422,31	421,84	0,31	423,14	423,14	0,00	423,14	423,14	0,00	423,14	423,14	0,00	423,14	423,14	0,00	423,14	423,14	0,00	423,14	423,14	0,00
LP3	Méd	450,13	338,32	24,84	338,94	341,91	24,04	367,53	384,55	14,57	401,36	436,70	2,98	443,15	443,15	1,55	443,15	443,15	1,55	443,15	443,15	1,55	443,15	443,15	1,55
	Máx	729,29	548,14	24,84	549,14	553,96	24,04	614,95	648,08	11,14	678,66	717,84	6,94	726,95	726,95	0,32	726,95	726,95	0,32	726,95	726,95	0,32	726,95	726,95	0,32
	Var	556,11	421,35	24,23	421,78	425,46	23,49	456,37	476,86	14,25	497,03	537,34	3,38	546,03	546,03	1,81	546,03	546,03	1,81	546,03	546,03	1,81	546,03	546,03	1,81
LP4	Méd	741,45	555,25	25,11	565,49	740,49	0,13	686,09	741,45	0,00	741,45	741,45	0,00	741,45	741,45	0,00	741,45	741,45	0,00	741,45	741,45	0,00	741,45	741,45	0,00
	Máx	1201,04	899,44	25,11	915,87	1199,31	0,14	1153,41	1200,87	0,01	1153,41	1200,87	0,01	1200,87	1200,87	0,01	1200,87	1200,87	0,01	1200,87	1200,87	0,01	1200,87	1200,87	0,01
	Var	918,41	699,02	23,89	709,52	866,39	5,66	861,96	915,77	0,29	908,64	916,41	0,04	918,32	918,32	0,01	918,32	918,32	0,01	918,32	918,32	0,01	918,32	918,32	0,01
LP5	Méd	931,60	562,70	39,60	751,39	756,42	18,80	864,28	930,99	0,07	902,59	929,92	0,00	931,60	931,60	0,00	931,60	931,60	0,00	931,60	931,60	0,00	931,60	931,60	0,00
	Máx	1508,83	911,34	39,60	1235,60	1507,84	0,07	1443,72	1508,83	0,00	1508,83	1508,83	0,00	1508,83	1508,83	0,00	1508,83	1508,83	0,00	1508,83	1508,83	0,00	1508,83	1508,83	0,00
	Var	1130,21	701,19	37,96	926,96	1011,49	10,50	1076,68	1129,86	0,03	1111,42	1129,94	0,02	1130,12	1130,12	0,01	1130,12	1130,12	0,01	1130,12	1130,12	0,01	1130,12	1130,12	0,01
LP6	Méd	2873,31	1830,98	36,28	2363,41	2373,17	17,41	2626,06	2373,17	17,41	2734,16	2809,46	4,84	2871,19	2871,19	0,07	2871,19	2871,19	0,07	2871,19	2871,19	0,07	2871,19	2871,19	0,07
	Máx	4746,65	3024,73	36,28	3904,30	3920,44	17,41	4468,75	4746,65	0,00	4637,10	4726,89	0,42	4746,65	4746,65	0,00	4746,65	4746,65	0,00	4746,65	4746,65	0,00	4746,65	4746,65	0,00
	Var	3213,21	2158,96	32,81	2694,80	2700,20	15,97	2951,77	2700,20	15,97	3065,22	3142,57	2,20	3210,55	3210,55	0,08	3210,55	3210,55	0,08	3210,55	3210,55	0,08	3210,55	3210,55	0,07
LP7	Méd	3403,37	1810,40	46,81	2893,38	2905,94	14,62	3097,21	2905,94	14,62	3202,52	3285,67	3,46	3381,60	3381,60	0,23	3381,60	3381,60	0,23	3381,60	3381,60	0,23	3381,60	3381,60	0,23
	Máx	5622,31	2990,73	46,81	4779,82	4800,55	14,62	5249,91	5622,31	0,00	5420,08	5602,06	0,36	5619,05	5622,31	0,00	5619,05	5622,31	0,00	5619,05	5622,31	0,00	5619,05	5622,31	0,00
	Var	3780,37	2122,55	43,85	3258,40	3269,08	13,52	3479,16	3269,08	13,52	3586,06	3675,23	2,78	3751,54	3751,54	0,22	3751,54	3751,54	0,22	3751,54	3751,54	0,22	3751,54	3751,54	0,22

Tabela 5.15: Dados comparativos da Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) do alimentador DJ1, para a carga Média, Máxima e Variante no Tempo.

Pto Cg	Var da Cg	FEC Int/a Sem Rec	FEC Int/a Com Rec	VAR (%)	FEC Int/a 5MW Fixa	VAR (%)	FEC Int/a 2,5MW Fixa	VAR (%)	FEC Int/a 5MW Eol I	VAR (%)	FEC Int/a 2,5MW Eol I	VAR (%)	FEC Int/a 5MW Eol II	VAR (%)	FEC Int/a 2,5MW Eol II	VAR (%)	FEC Int/a 1,5MW Eol II	VAR (%)	VAR (%)	FEC Int/a 1,5MW Eol II	VAR (%)	VAR (%)	FEC Int/a 1,5MW Eol II	VAR (%)	VAR (%)		
LH_DJ1	Méd	0,2475	0,2483	-0,32	0,2477	-0,08	0,2473	0,08	0,2475	0,00	0,2475	0,00	0,2475	0,00	0,2475	0,00	0,2475	0,00	0,2475	0,00	0,2475	0,00	0,2475	0,00	0,2475	0,00	0,00
	Máx	0,2475	0,2483	-0,32	0,2477	-0,08	0,2473	0,08	0,2475	0,00	0,2475	0,00	0,2475	0,00	0,2475	0,00	0,2475	0,00	0,2475	0,00	0,2475	0,00	0,2475	0,00	0,2475	0,00	0,00
	Var	0,2475	0,2480	-0,20	0,2477	-0,08	0,2473	0,08	0,2475	0,00	0,2475	0,00	0,2475	0,00	0,2475	0,00	0,2475	0,00	0,2475	0,00	0,2475	0,00	0,2475	0,00	0,2475	0,00	0,00

Tabela 5.16: Dados comparativos da Duração Equivalente de Indisponibilidade por Unidade Consumidora (DEC) do alimentador DJ1, para a carga Média, Máxima e Variante no Tempo.

Pto Cg	Var da Cg	DEC h/a Sem Rec	DEC h/a Com Rec	VAR (%)	DEC h/a 5MW Fixa	VAR (%)	DEC h/a 2,5MW Fixa	VAR (%)	DEC h/a 5MW Eol I	VAR (%)	DEC h/a 2,5MW Eol I	VAR (%)	DEC h/a 5MW Eol II	VAR (%)	DEC h/a 2,5MW Eol II	VAR (%)	DEC h/a 1,5MW Eol II	VAR (%)	VAR (%)	DEC h/a 1,5MW Eol II	VAR (%)	VAR (%)	DEC h/a 1,5MW Eol II	VAR (%)	VAR (%)	
LH_DJ1	Méd	0,8435	0,7676	9,00	0,7754	8,07	0,7761	7,99	0,8050	5,86	0,8050	4,56	0,8348	3,36	0,8348	1,03	0,8388	0,56	0,8388	0,56	0,8388	0,56	0,8388	0,56	0,8388	0,56
	Máx	0,8435	0,7676	9,00	0,7754	8,07	0,7764	7,95	0,8386	4,94	0,8144	3,45	0,8412	2,05	0,8386	0,58	0,8412	0,27	0,8424	0,13	0,8424	0,13	0,8424	0,13	0,8424	0,13
	Var	0,8435	0,7686	8,88	0,7754	8,07	0,7762	7,98	0,8051	5,84	0,8051	4,55	0,8348	3,34	0,8348	1,03	0,8388	0,56	0,8388	0,56	0,8388	0,56	0,8388	0,56	0,8388	0,56

Tabela 5.17: Dados comparativos da Energia não Suprida (ENS) do alimentador DJ1, para a carga Média, Máxima e Variante no Tempo.

Pto Cg	Var da Cg	ENS kWh/a Sem Rec	ENS kWh/a Com Rec	VAR (%)	ENS kWh/a 5MW Fixa	VAR (%)	ENS kWh/a 2,5MW Fixa	VAR (%)	ENS kWh/a 5MW Eol I	VAR (%)	ENS kWh/a 2,5MW Eol I	VAR (%)	ENS kWh/a 5MW Eol II	VAR (%)	ENS kWh/a 2,5MW Eol II	VAR (%)	ENS kWh/a 1,5MW Eol II	VAR (%)	VAR (%)	ENS kWh/a 1,5MW Eol II	VAR (%)	VAR (%)	ENS kWh/a 1,5MW Eol II	VAR (%)	VAR (%)	
LH_DJ1	Méd	3647,65	2767,44	24,13	3155,53	13,49	3267,94	10,41	3401,94	6,74	3511,30	3,74	3620,09	2,09	3637,68	0,76	3637,68	0,27	3637,68	0,27	3637,68	0,27	3637,68	0,27	3637,68	0,27
	Máx	5945,11	4504,97	24,22	5153,16	13,32	5496,84	7,54	5661,27	4,77	5816,26	2,17	5898,42	0,79	5938,10	0,35	5942,12	0,05	5942,12	0,05	5942,12	0,05	5942,12	0,05	5942,12	0,05
	Var	4538,81	3595,20	20,79	4003,32	11,80	4144,44	8,69	4289,93	5,48	4394,12	3,19	4456,08	1,82	4525,67	0,71	4525,67	0,29	4525,67	0,29	4525,67	0,29	4525,67	0,29	4525,67	0,29

Tabela 5.18: Dados comparativos do Custo da Energia não Suprida (CENS) do alimentador DJ1, para a carga Média, Máxima e Variante no Tempo.

Pto Cg	Var da Cg	CENS \$/a Sem Rec	CENS \$/a Com Rec	VA (%)	CENS \$/a 5MW Fixa	VA (%)	CENS \$/a 5MW Eol I	VA (%)	CENS \$/a 1,5MW Eol I	VA (%)	CENS \$/a 1,5MW Eol I	VA (%)	CENS \$/a 5MW Eol II	VA (%)	CENS \$/a 2,5MW Eol II	VA (%)	CENS \$/a 1,5MW Eol II	VA (%)		
																			CENS \$/a 1,5MW Fixa	VA (%)
LH	Méd	9037,95	5738,67	36,50	7551,37	16,45	7754,45	14,20	7929,02	12,27	8279,25	8,39	8603,34	4,81	8807,63	2,55	8969,51	0,76	9020,97	0,19
	Máx	14841,94	9412,96	36,58	12419,65	16,32	13013,38	12,32	14666,14	1,18	13964,56	5,91	14448,77	2,65	14791,14	0,34	14789,93	0,35	14839,43	0,02
DJ1	Var	10396,32	6906,23	33,57	8810,56	15,25	9068,78	12,77	9236,53	11,16	9623,93	7,43	9946,20	4,33	10160,79	2,27	10317,43	0,76	10375,45	0,20

Tabela 5.19: Máximo suprimento das GD's de capacidade Fixa.

Ponto	CARGA			GD 5 MW (Fixa) - Carga Suprida			GD 2,5 MW (Fixa) - Carga Suprida			GD 1,5 MW (Fixa) - Carga Suprida			
	Carga Média (kW)	Máxima (kW)	Carga Méd. (kW)	Carga Méd. (kW)	Carga Máx. (kW)	Carga Méd. (kW)	Carga Méd. (kW)	Carga Máx. (kW)	Carga Méd. (kW)	Carga Méd. (kW)	Carga Máx. (kW)	Carga Méd. (kW)	Carga Máx. (kW)
LP3	535	866,8	535	535	866,8	535	535	866,8	535	535	866,8	535	866,8
LP4	566	916,7	566	0	916,7	0	0	916,7	0	0	916,7	0	0
LP5	566	916,7	566	566	916,7	566	566	916,7	0	0	916,7	0	0
LP6	454	750	454	454	750	454	454	750	750	750	450	450	0
LP7	454	750	454	454	750	454	454	750	750	750	450	450	0
Total	2575	4200	2575	2575	4200	2009	2009	2867	2867	2867	1435	1435	866,8

Tabela 5.20: Número de anos simulados para cada configuração avaliada.

Pto Cg	Variação da Carga	Sem Rec	Com Rec	5MW		2,5MW		1,5MW		5MW		2,5MW		1,5MW	
				Fixa	Fixa	Fixa	Fixa	Eol I	Eol II	Eol I	Eol II	Eol I	Eol II	Eol I	Eol II
LH_DJ1	Méd	104800	117300	109000	106300	106300	104800	104800	104800	104800	104800	104800	104800	104800	104800
	Máx	104800	117300	109000	106300	106300	104800	104800	104800	104800	104800	104800	104800	104800	104800
	Var	104800	132900	108000	106300	106300	104800	104800	104800	104800	104800	104800	104800	104800	104800

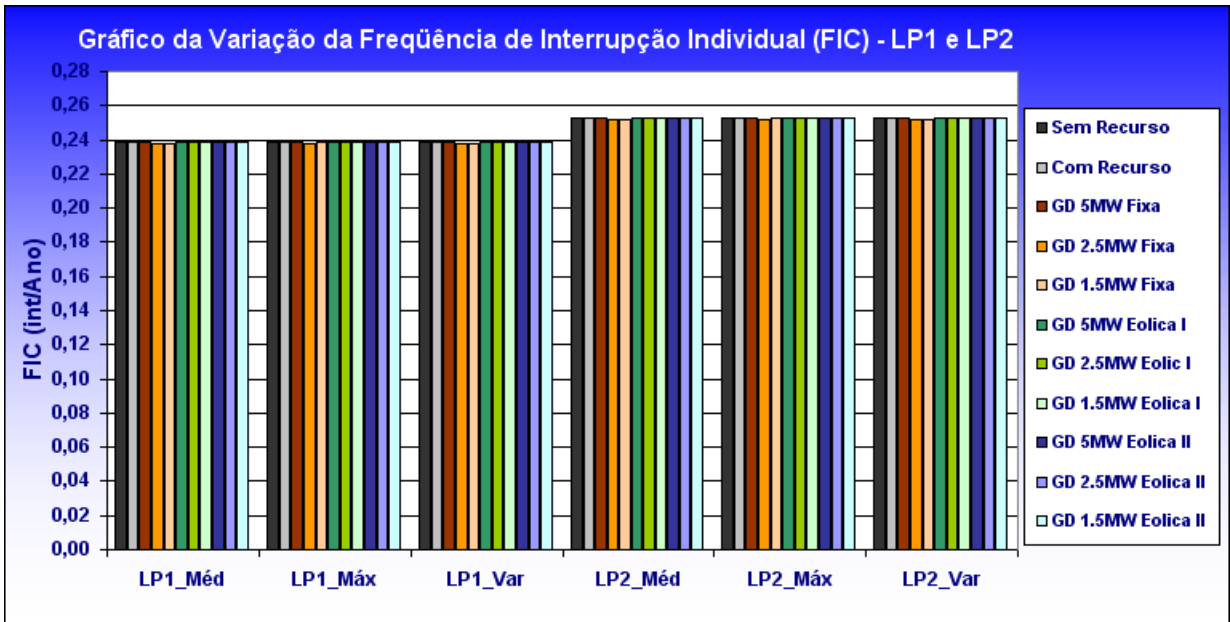


Figura 5.34: Gráfico da variação de Frequência Interrupção Individual (FIC) - Pto. Carga LP1 e LP2.

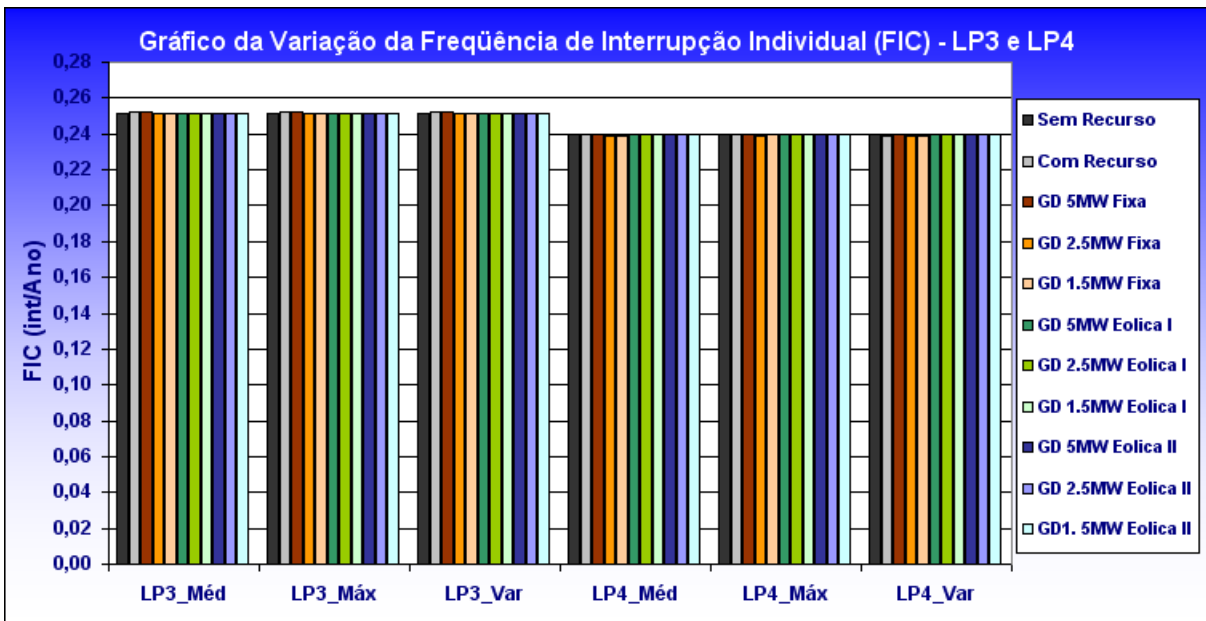


Figura 5.35: Gráfico da variação de Frequência Interrupção Individual (FIC) - Pto. Carga LP3 e LP4.

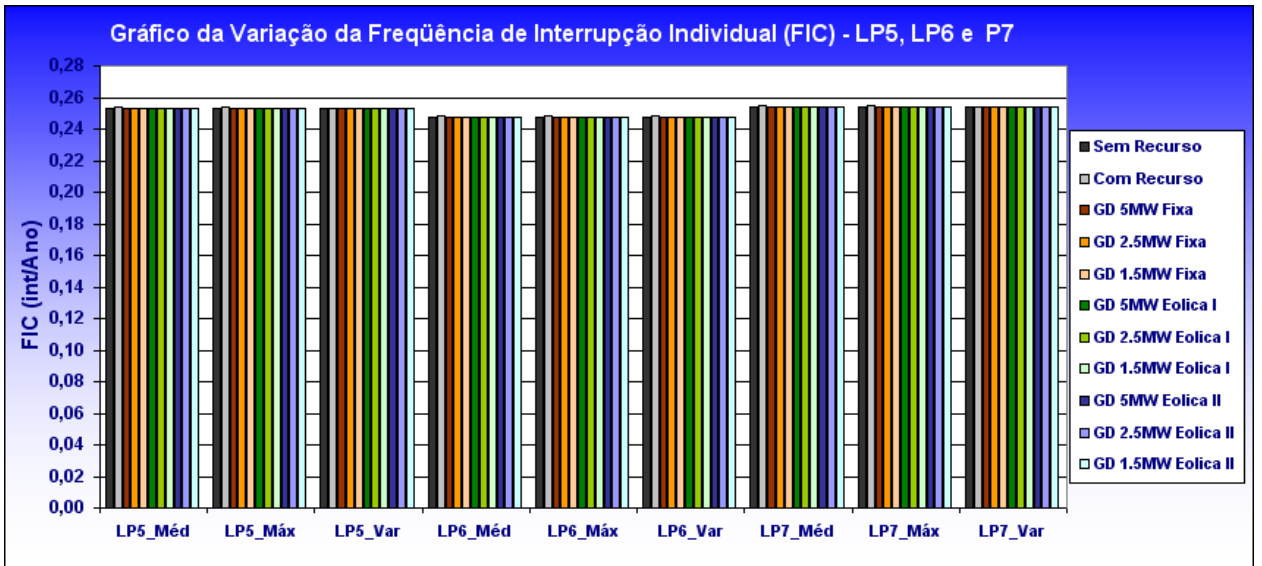


Figura 5.36: Gráfico da variação de Frequência Interrupção Individual (FIC) - Pto. Carga LP5, LP6 e LP7.

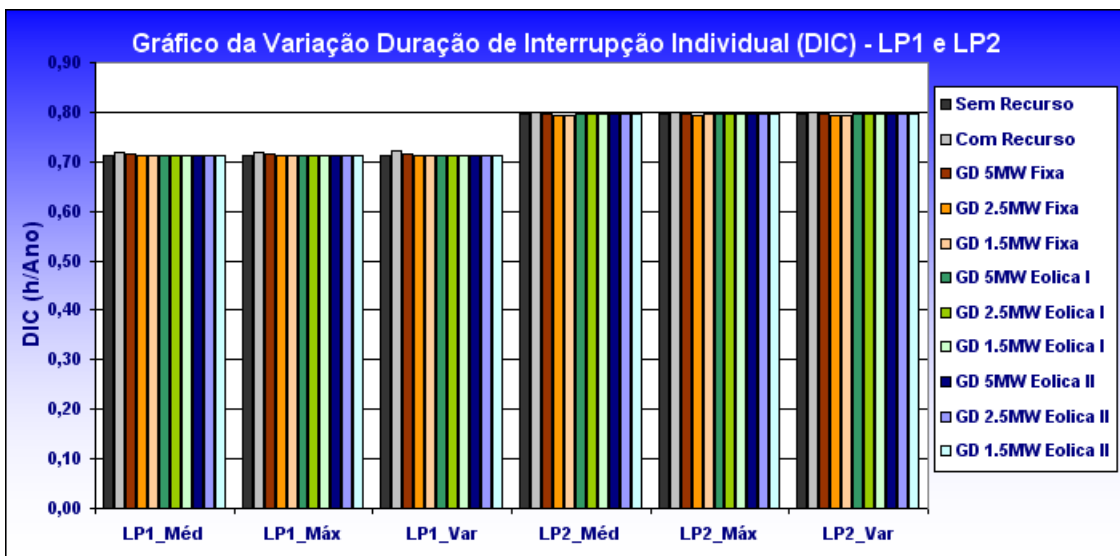


Figura 5.37: Gráfico da variação da Duração de Interrupção Individual (DIC) - Pto. Carga LP1 e LP2.

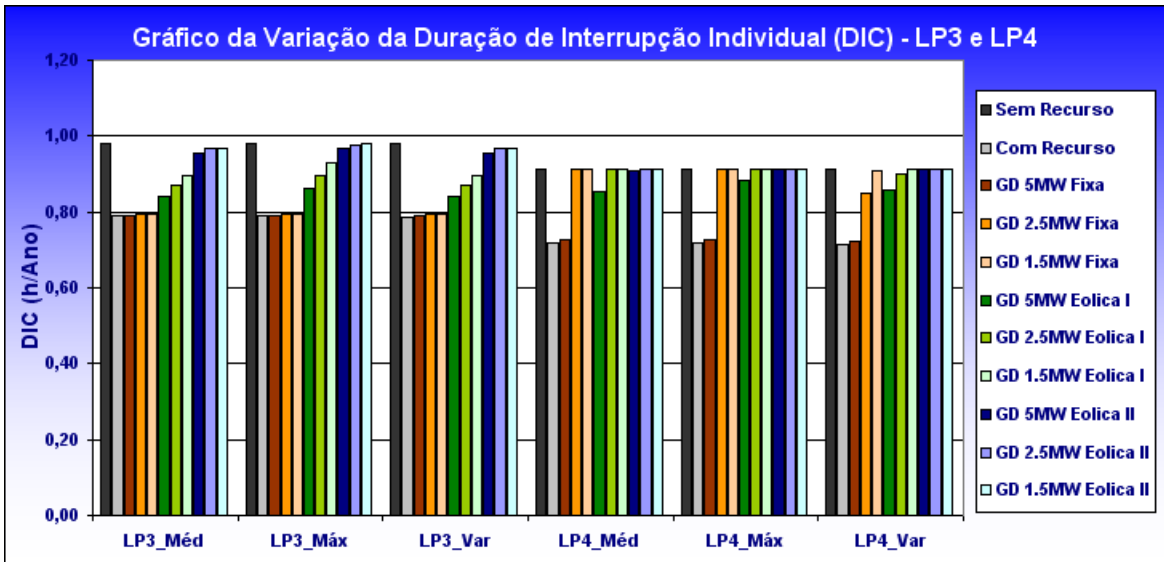


Figura 5.38: Gráfico da variação da Duração de Interrupção Individual (DIC) - Pto. Carga LP3 e LP4.

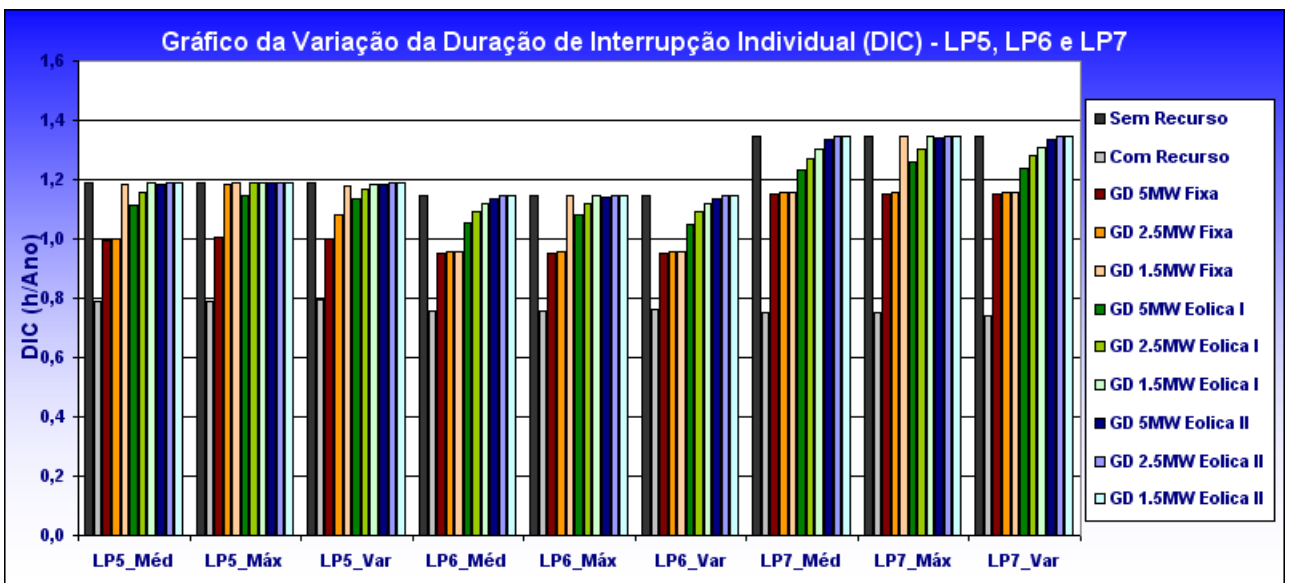


Figura 5.39: Gráfico da variação da Duração de Interrupção Individual (DIC) - Pto. Carga LP5, LP6 e LP7.

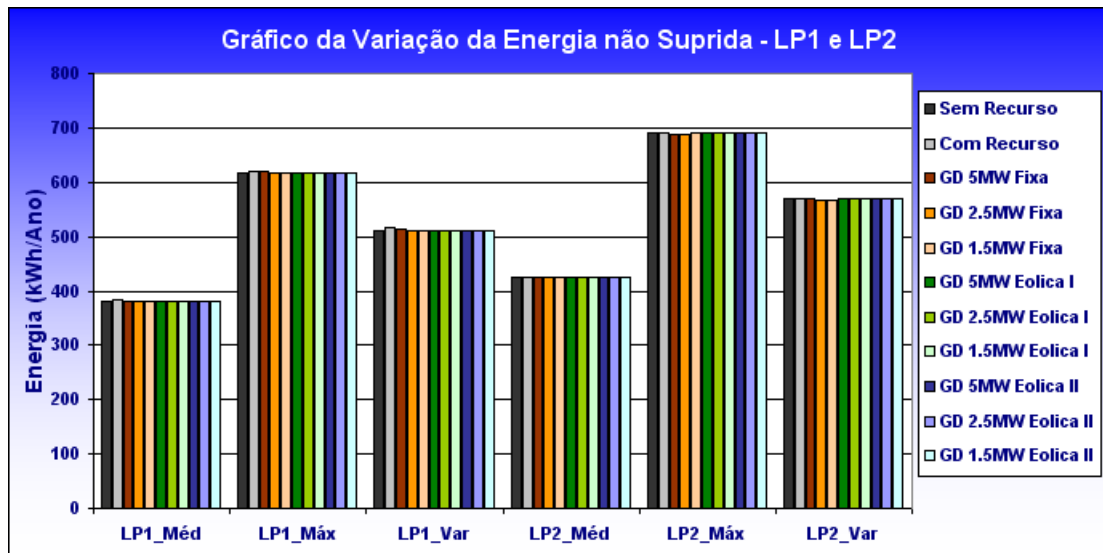


Figura 5.40: Gráfico da variação da Duração de Interrupção Individual (DIC) - Pto. Carga LP1 e LP2.

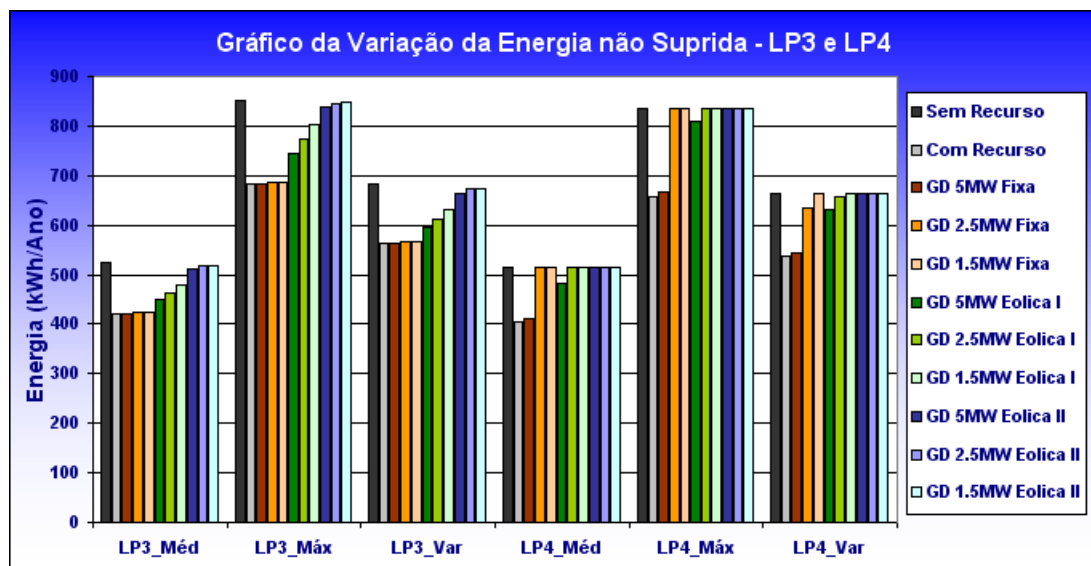


Figura 5.41: Gráfico da variação da Energia não Suprida (ENS) - Pto. Carga LP3 e LP4.

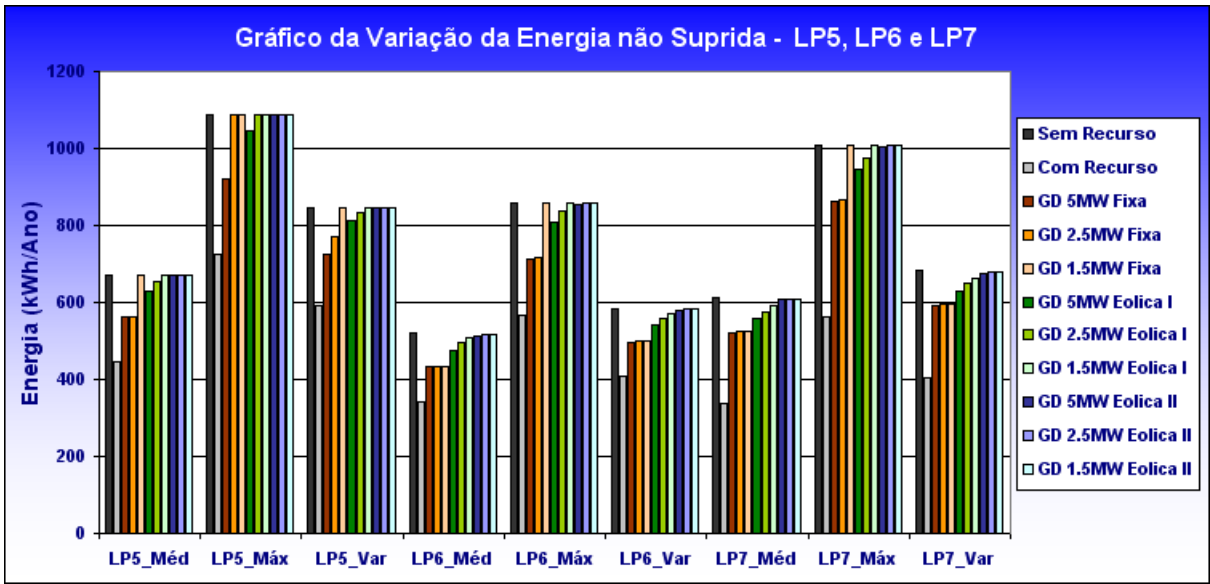


Figura 5.42: Gráfico da variação da Energia não Suprida (ENS) - Pto. Carga LP5, LP6 e LP7.

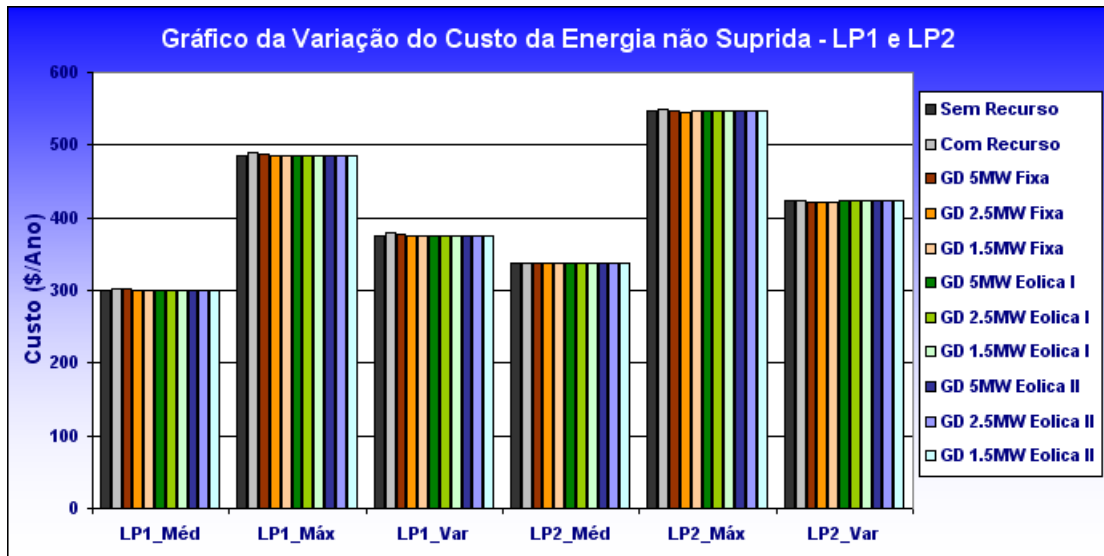


Figura 5.43: Gráfico da variação do Custo da Energia não Suprida (CENS) - Pto. Carga LP1 e LP2.

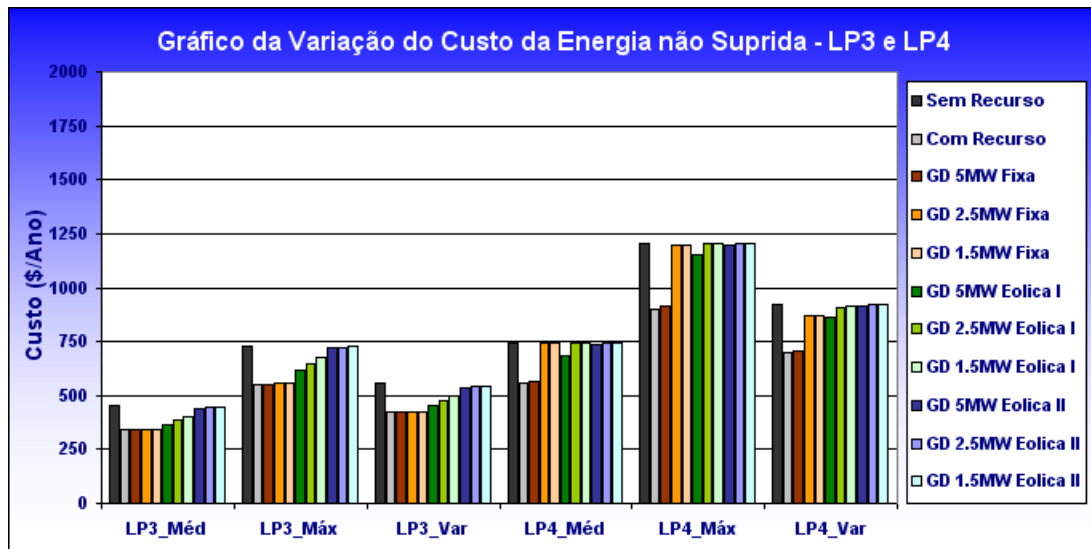


Figura 5.44: Gráfico da variação do Custo da Energia não Suprida (CENS) - Pto. Carga LP3 e LP4.

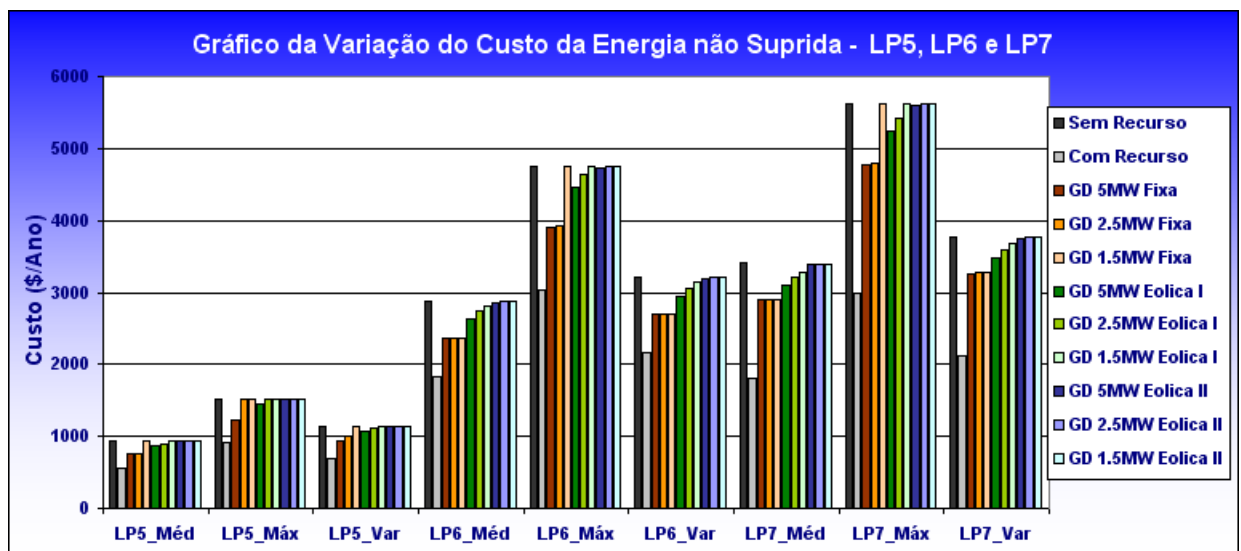


Figura 5.45: Gráfico da variação do Custo da Energia não Suprida (CENS) - Pto. Carga LP5, LP6 e LP7.

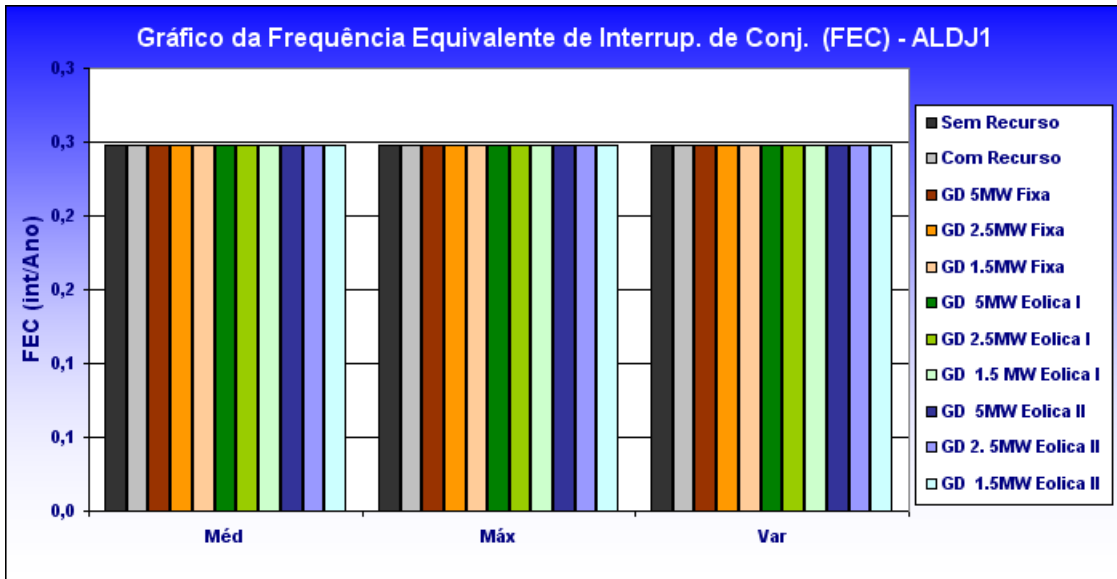


Figura 5.46: Gráfico de variação da frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora do conjunto (FEC) - Alimentador DJ1.

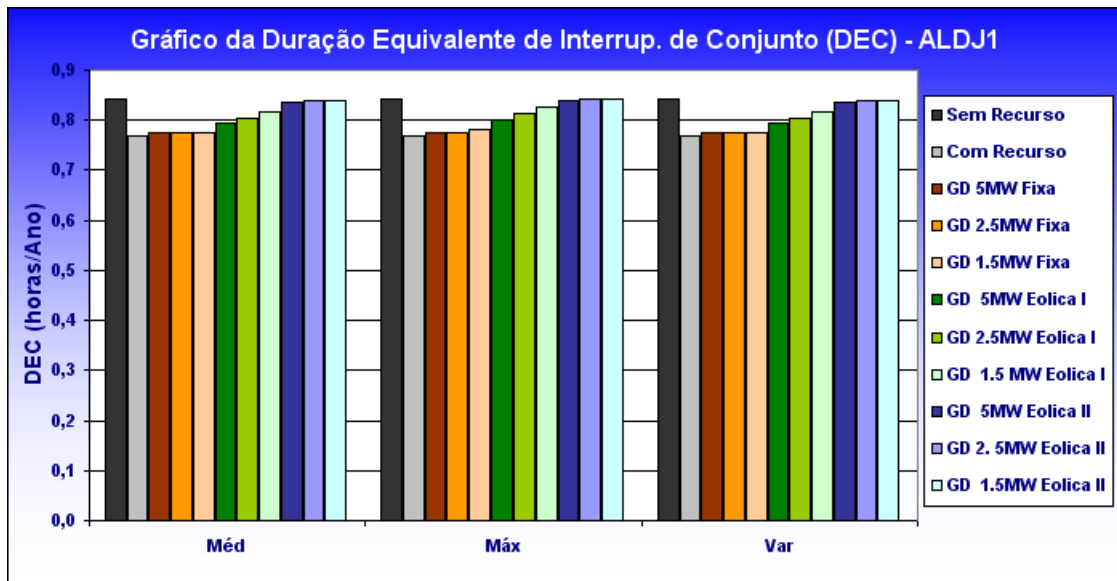


Figura 5.47: Gráfico da variação da Duração equivalente de Interrupção por unidade consumidora do conjunto (DEC) - Alimentador DJ1.

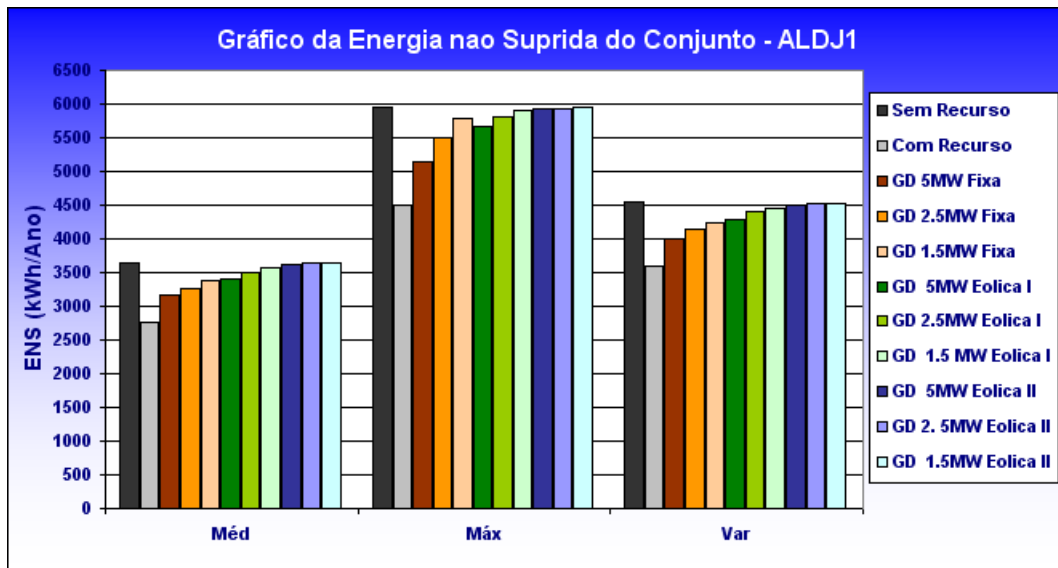


Figura 5.48: Gráfico da variação da Energia não Suprida do conjunto (ENS) - Alimentador DJ1.

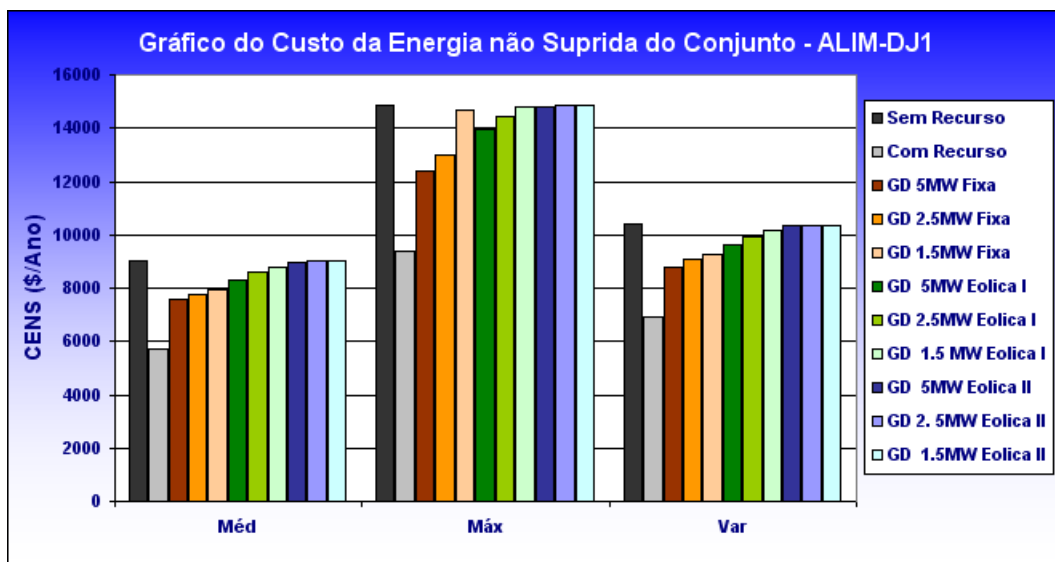


Figura 5.49: Gráfico da variação do Custo da Energia não Suprida do conjunto (CENS) - Alimentador DJ1.

5.1.7 Conclusões Parciais 3

Com relação aos resultados obtidos, conforme mostrado nas tabelas e figuras desta seção, tira-se as seguintes conclusões:

- a) Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora (FIC)

Conforme observado na Tabela 5.11 e nos gráficos das Figuras 5.34, 5.35 e 5.36,

nota-se que a existência ou não da GD não afeta de forma significativa a frequência de interrupção, já que a política de operação adotada define que havendo qualquer falha na rede a GD deverá ser desconectada e, caso haja possibilidade de operação ilhada, após as devidas manobras, a mesma será re-conectada, fazendo com que haja o mesmo número de interrupções.

b) Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC)

De acordo com os resultados obtidos na Tabela 5.12 e mostrados nos gráficos das Figuras 5.37, 5.38 e 5.39, as durações das interrupções são influenciadas pela existência da GD e pelo ramal de recurso. Assim, para uma melhor compreensão, será feita a análise de forma separada conforme abaixo:

- Análise Sem GD

Conforme mostra a Figura 5.37, 5.38 e 5.39, somente os pontos LP1 e LP2 não se beneficiam da existência do recurso, pois estão no primeiro bloco do alimentador e havendo qualquer falha em um dos trechos da rede, que desligue esse bloco, não há como alimentá-lo pelo recurso. Pode-se observar também que os valores do DIC independem da carga, tendo em vista não ter sido considerado nenhuma limitação na transferência de carga para o alimentador de recurso. Assim os valores do DIC em cada ponto, de forma individual, são praticamente o mesmo e independente da variação da carga. Para os pontos LP3 a LP7 o efeito da alimentação pelo recurso produz uma diminuição significativa do DIC, no ponto LP7 chegando a atingir cerca de 44%.

- Análise GD Fixa

Pelo mesmo motivo descrito no item anterior, os pontos LP1 e LP2 também não se beneficiam da existência da GD. Para os demais pontos, a variação de carga agora passa a ser um fator importante, pois a GD tem capacidade limitada de geração, que no caso deste tipo de GD é limitada apenas pela capacidade de geração adotada. Conforme mostra a Tabela 5.19 e Figuras 5.38 e 5.39, o valor do DIC do ponto LP3 diminui, pois este é alimentado pela GD, independente da capacidade de geração. Os pontos de carga LP4 e LP5, os quais são os candidatos a corte de carga pela política adotada

(possuem o menor número de consumidores), são os mais afetados pelos cortes. Assim, o ponto LP4 somente tem diminuição do DIC quando a GD for de 5 MW, pois esta tem capacidade para suprir os pontos LP3 a LP7, independente da variação da carga. O ponto LP5 também é beneficiado com diminuição do DIC para a GD de 2.5 MW, na carga média e variável. Apenas os pontos LP6 e LP7 não têm diminuição do DIC para a GD de 1.5 MW, carga máxima.

- Análise GD Eólica - Modelo I e II

Este tipo de GD não produz os mesmos benefícios do que a GD fixa, pois agora a potência gerada não é mais limitada apenas pela capacidade de geração mais também pela disponibilidade do vento, Por exemplo, para uma velocidade média do vento de 7,58 m/s (Tabela 4.2), a geração fica limitada a 30% da potência nominal para a Eólica de 1.5 MW e a 25% para a Eólica de 2.5 MW. Assim, conforme mostram as Figuras 5.38 e 5.39, ambos os modelos apresentam uma redução no DIC dos pontos LP3 a LP7, mas bem inferior a GD de capacidade fixa. A GD eólica modelo I apresentou uma contribuição melhor do que o modelo II, tendo em vista a GD eólica modelo I ter sido considerada constante durante o intervalo de falha, conforme descrito na seção 4.8.1.

c) Energia não Suprida e o Custo da Energia não Suprida por Ponto de Carga

Conforme mostram os gráficos das Figuras 5.40 à 5.45, estes índices são os mais influenciados pela variação da carga e pela existência do recurso e/ou da GD, pois são diretamente proporcionais à duração e à carga interrompida. O tipo de geração ser fixa ou variável, combinado com a variação da carga, mostra o quanto é importante sua consideração para a avaliação destes índices.

5.1.8 Geração Distribuída conectada no barramento da Subestação

Para avaliar a GD conectada no barramento da subestação deverá ser considerada falha na alimentação da subestação. Para esse estudo será utilizado o valor da taxa de falha e de reparo do barramento de 11kV dada em [88], conforme mostra a Tabela A.5 do apêndice A, onde tem-se $\lambda_{BarrasMT} = 0,056$ int/ano e $r_{BarrasMT} = 1,04h$, estes valores correspondem a falhas externas ao barramento.

Assim, será utilizado uma GD fixa de 5MW e uma GD Eólica (Modelo I) interligada ao barramento de 11kV da subestação. Conforme mostra a Figura 5.28 e de acordo com as medidas corretivas descritas na seção 4.7, esta deverá ser capaz de manter pelo menos um dos alimentadores. O critério de desligamento dos alimentadores foi definido minimizando o número de consumidores desligados, assim a ordem será: 1º-AL_DJ2; 2º-AL_DJ4; 3º-AL_DJ3; 4º- AL_DJ1. Para a GD Eólica, será avaliada a influência da existência de um banco de baterias capaz de manter a potência nominal da GD por um período de uma hora durante uma falha, supondo que sempre no início de uma falha o banco esteja completamente carregado. Para o estudo foi utilizado valores de carga média.

Como a GD somente terá capacidade para manter o alimentador AL_DJ1, devido a política de corte adotada, somente poderá haver alterações nos índices dos pontos de carga deste alimentador. Assim somente serão analisadas os valores dos índices para os pontos de carga do alimentador AL_DJ1, para as seguintes situações:

- 1 - Considerando falhas no barramento de 11kV da subestação sem a presença da GD;
- 2 - Considerando falhas no barramento de 11kV da subestação com a presença da GD Fixa;
- 3 - Considerando falhas no barramento de 11kV da subestação com a presença da GD Eólica;
- 4 - Considerando falhas no barramento de 11kV da subestação com a presença da GD Eólica com banco de baterias;
- 5 - Considerando falhas no barramento de 11kV da subestação e falhas na rede sem a presença da GD;

- 6 - Considerando falhas no barramento de 11kV da subestação e falhas na rede com a presença da GD Fixa ;
- 7 - Considerando falhas no barramento de 11kV da subestação e falhas na rede com a presença da GD Eólica;
- 8 - Considerando falhas no barramento de 11kV da subestação e falhas na rede com a presença da GD Eólica com banco de baterias;

As Tabelas 5.21, 5.22, 5.23 e 5.24 mostram os resultados dos índices individuais por ponto de carga, com os comparativos entre os índices das simulações realizadas, os quais estão mostrados nos gráficos das Figuras 5.56, 5.57, 5.58 e 5.59.

A Tabela 5.25 mostra os anos simulados para as análises realizadas. O tempo médio de simulação foi de 100 anos/segundo.

Tabela 5.21: Dados comparativos da Freqüência de Interrupção individual por ponto de carga (FIC).

Pto Carga	Falha SE GD Fixa FIC (int/ano)	Falha SE GD Eólica FIC (int/ano)	Falha SE GD Eólica com Bateria FIC (int/ano)	Falha SE e Rede FIC (int/ano)	Falha SE e Rede GD Fixa FIC (int/ano)	Falha SE e Rede GD Eólica FIC (int/ano)	Falha SE e Rede com Bateria FIC (int/ano)
LP1	0,0554	0,0554	0,0555	0,2984	0,2984	0,2936	0,2935
LP2	0,0554	0,0554	0,0555	0,3111	0,3110	0,3059	0,3059
LP3	0,0554	0,0554	0,0555	0,3106	0,3105	0,3078	0,3077
LP4	0,0554	0,0554	0,0555	0,2972	0,2972	0,2941	0,2939
LP5	0,0554	0,0554	0,0555	0,3107	0,3107	0,3082	0,3080
LP6	0,0554	0,0554	0,0555	0,3083	0,3082	0,3025	0,3025
LP7	0,0554	0,0554	0,0555	0,3113	0,3112	0,3062	0,3061

Tabela 5.22: Dados comparativos da Duração de Interrupção individual por ponto de carga (DIC).

Pto Carga	Falha SE GD Fixa DIC (h/ano)	Falha SE GD Eólica DIC (h/ano)	Falha SE GD Eólica com Bateria DIC (h/ano)	Falha SE e Rede DIC (h/ano)	Falha SE e Rede GD Fixa DIC (h/ano)	Falha SE e Rede GD Eólica DIC (h/ano)	Falha SE e Rede com Bateria DIC (h/ano)
LP1	0,0578	0,0241	0,0505	0,7929	0,7580	0,7749	0,7745
LP2	0,0578	0,0242	0,0501	0,8576	0,8228	0,8270	0,8284
LP3	0,0578	0,0242	0,0507	0,8518	0,8172	0,8353	0,8353
LP4	0,0578	0,0242	0,0502	0,7815	0,7468	0,7840	0,7828
LP5	0,0578	0,0238	0,0506	0,8485	0,8137	0,8304	0,8299
LP6	0,0578	0,0242	0,0507	0,8352	0,8005	0,8140	0,8149
LP7	0,0578	0,0240	0,0504	0,8080	0,7734	0,7831	0,7841

Tabela 5.23: Dados comparativos da Energia não Suprida por ponto de carga (ENS).

Pto Carga	Falha SE	Falha SE GD Fixa	Falha SE GD Eólica	Falha SE GD Eólica com Bateria	Falha SE e Rede	Falha SE e Rede GD Fixa	Falha SE e Rede GD Eólica	Falha SE e Rede com GD com Bateria
	ENS (kWh/ano)	ENS (kWh/ano)	ENS (kWh/ano)	ENS (kWh/ano)	ENS (kWh/ano)	ENS (kWh/ano)	ENS (kWh/ano)	ENS (kWh/ano)
LP1	30,90	12,92	27,02	26,00	423,75	405,08	414,08	413,90
LP2	30,90	12,92	26,80	26,03	458,31	439,70	441,94	442,72
LP3	30,90	12,94	27,10	26,10	455,17	436,71	446,39	446,40
LP4	32,69	13,67	28,41	27,82	441,83	422,17	443,22	442,56
LP5	32,69	13,46	28,64	27,80	479,70	460,03	469,49	469,22
LP6	26,22	11,01	23,01	22,34	378,74	362,99	369,11	369,54
LP7	26,22	10,90	22,86	22,24	366,43	350,70	355,14	355,56

Tabela 5.24: Dados comparativos do Custo da Energia não Suprida por ponto de carga (CENS).

Pto Carga	Falha SE	Falha SE GD Fixa	Falha SE GD Eólica	Falha SE GD Eólica com Bateria	Falha SE e Rede	Falha SE e Rede GD Fixa	Falha SE e Rede GD Eólica	Falha SE e Rede com GD com Bateria
	CENS (\$/ano)	CENS (\$/ano)	CENS (\$/ano)	CENS (\$/ano)	CENS (\$/ano)	CENS (\$/ano)	CENS (\$/ano)	CENS (\$/ano)
LP1	9,11	2,44	7,74	7,44	319,51	308,99	316,88	316,53
LP2	9,11	2,42	7,56	7,50	350,94	340,60	342,61	342,88
LP3	9,11	2,40	7,74	7,60	347,80	337,92	344,72	345,03
LP4	25,69	9,73	22,20	22,30	579,47	553,39	584,55	583,34
LP5	12,65	8,89	11,95	11,93	575,75	571,57	570,21	569,90
LP6	122,67	61,08	109,33	108,80	2021,55	1925,63	1954,28	1958,71
LP7	122,67	60,18	108,81	108,86	1941,50	1847,00	1892,77	1894,06

Tabela 5.25: Número de anos simulados para cada configuração avaliada.

Falha SE	Falha SE GD Fixa	Falha SE GD Eólica	Falha SE GD Eólica com Bateria	Falha SE e Rede	Falha SE e Rede GD Fixa	Falha SE e Rede GD Eólica	Falha SE e Rede com GD com Bateria
120300	152700	152100	155500	309400	309400	56000	55700

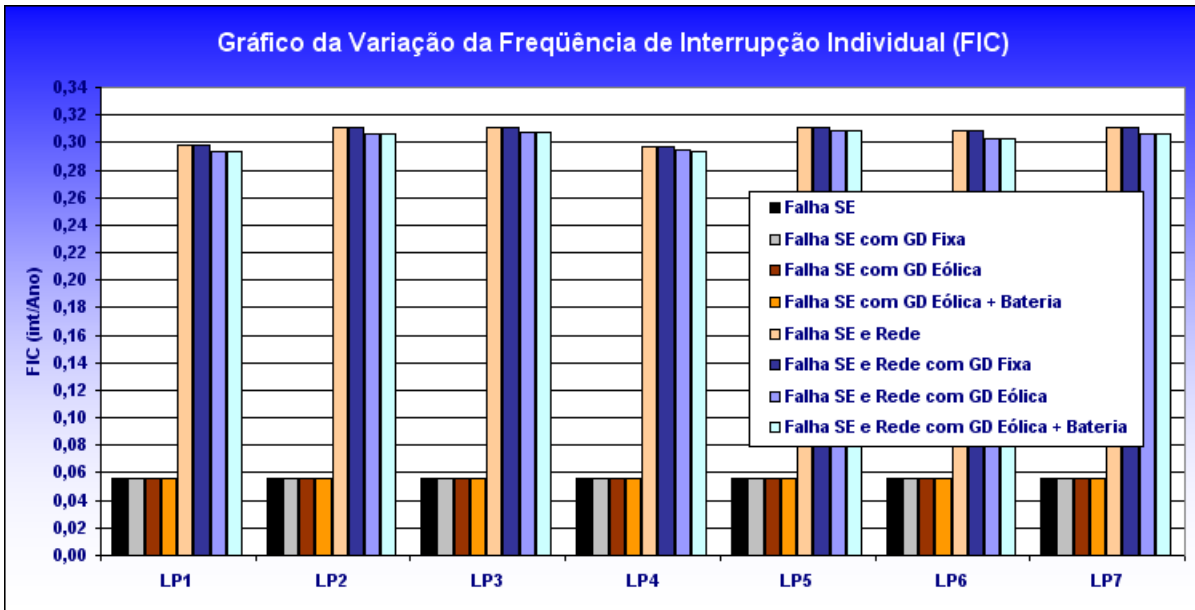


Figura 5.50: Gráfico dos comparativos da Frequência de Interrupção individual por ponto de carga (FIC).

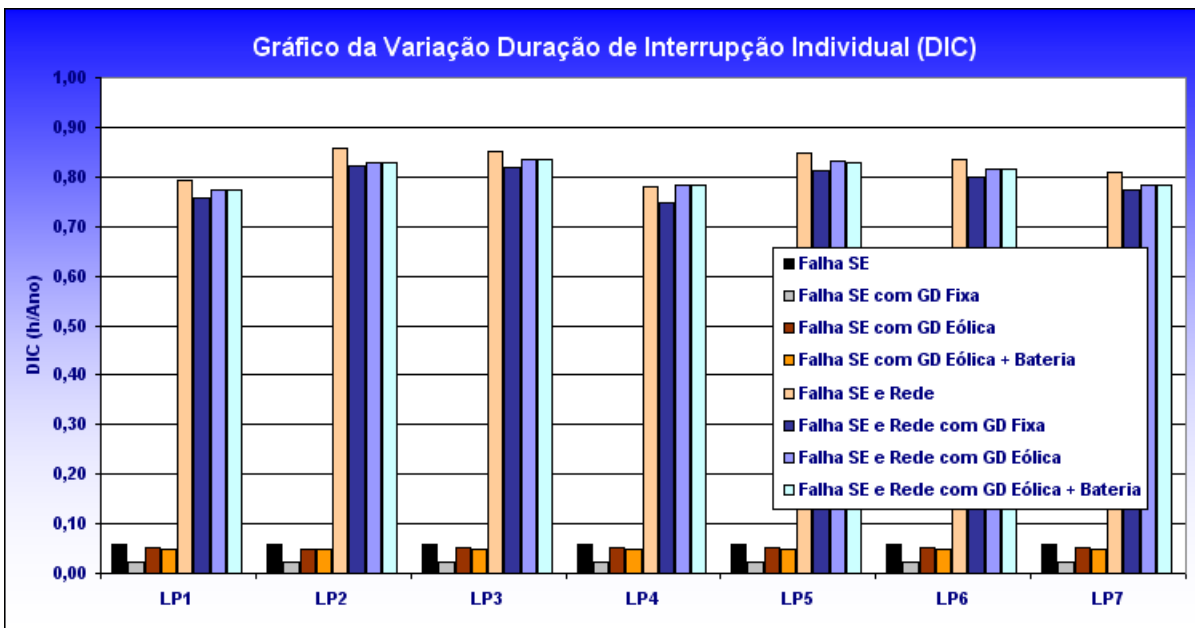


Figura 5.51: Gráfico dos comparativos da Duração de Interrupção individual por ponto de carga (DIC).

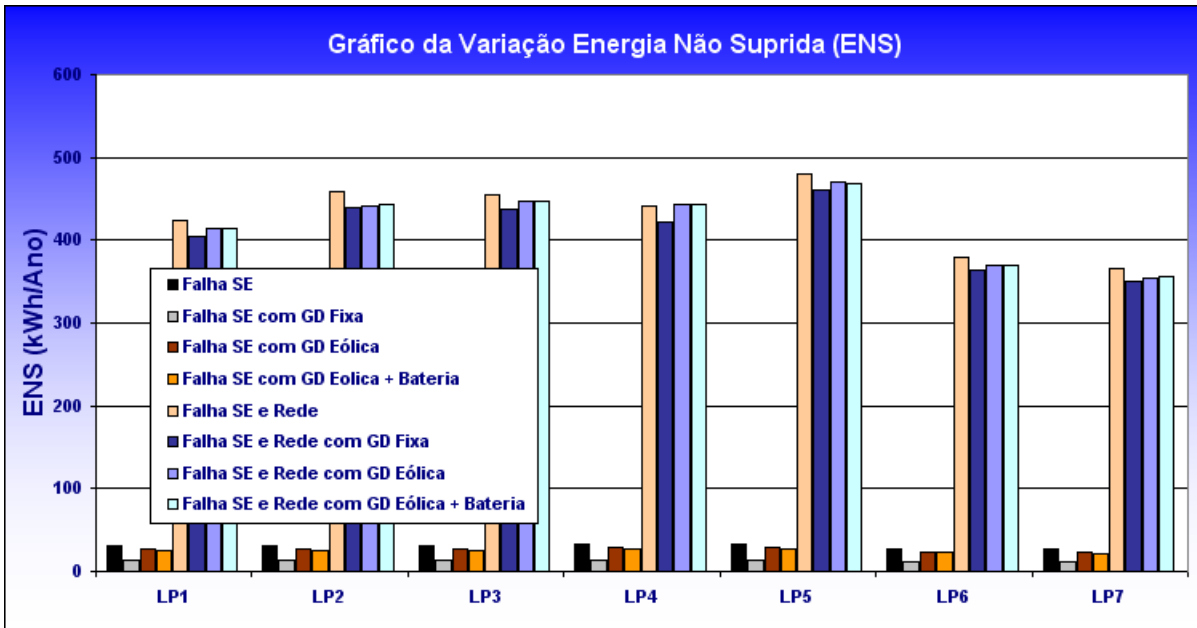


Figura 5.52: Gráfico dos comparativos da Energia não Suprida individual por ponto de carga (ENS).

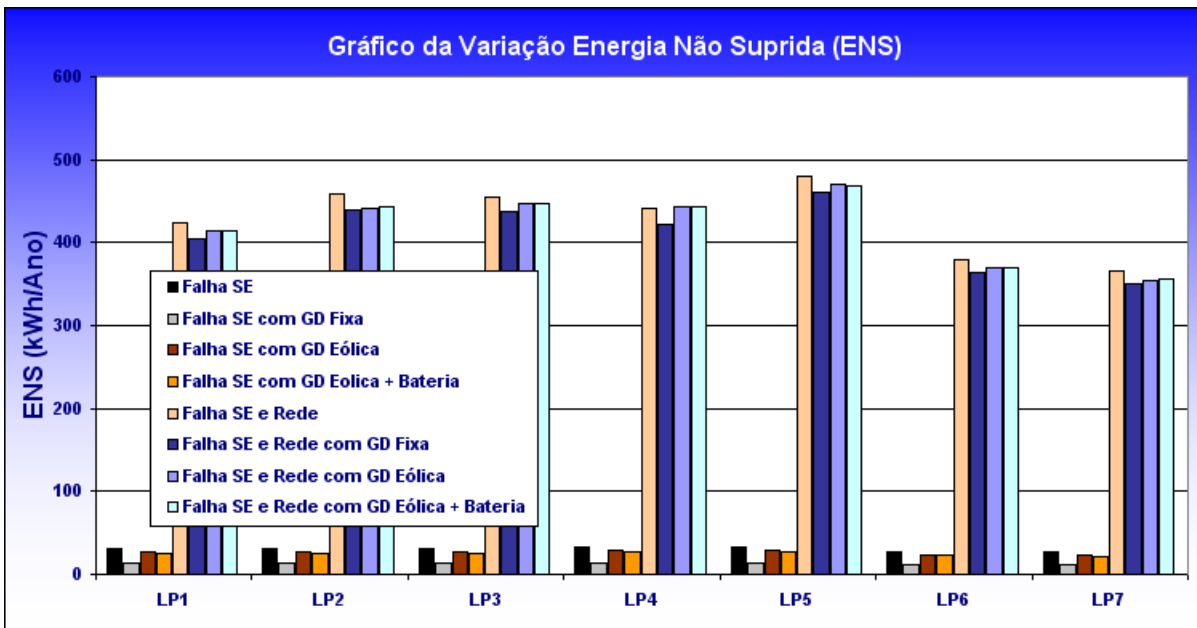


Figura 5.53: Gráfico dos comparativos do Custo da Energia não Suprida individual por ponto de carga (CENS).

5.1.9 Conclusões Parciais 4

Com relação aos resultados obtidos, conforme mostrado nas tabelas e figuras desta seção, onde somente considera a GD de capacidade fixa (5 MW - 2x2.5MW)

conectada no barramento da subestação, tira-se as seguintes conclusões:

a) Freqüência de Interrupção por Unidade Consumidora (FIC)

Conforme observado na Tabela 5.21 e no gráfico da Figura 5.50, nota-se que houve uma variação significativa neste índice quando se considera falhas somente na subestação e quando se integra o sistema considerando falhas na subestação e na rede de distribuição.

Com relação a presença da GD, verifica-se que não houve alteração significativa neste índice, já que a política adotada prevê que a GD será desconectada e havendo possibilidade de ilhamento ela será reconectada, de forma a beneficiar apenas aos consumidores ilhados. Considerando falhas na rede e na subestação, a pequena diferença no FIC, com ou sem GD, foi devido ao número de simulações ter sido diferente para manter o coeficiente de variação menor que 5%.

b) Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC)

De acordo com os resultados obtidos na Tabela 5.22 e mostrados no gráfico da Figura 5.51 a duração das interrupções são influenciadas pela existência da GD, tanto de geração fixa como eólica, pois a operação ilhada diminui o tempo de espera do reparo do trecho ou equipamento falhado. Houve uma diferença significativa entre a geração fixa e a eólica, pois como já mencionado anteriormente, a geração eólica não trabalha na sua capacidade nominal, pois depende da disponibilidade do vento. Ao se considerar um banco de bateria capaz de manter a capacidade nominal por um intervalo de uma hora, houve uma pequena melhora, mas não o suficiente para se comparar a geração fixa ou até mesmo justificar o seu custo. A única maneira seria aumentar a autonomia das baterias, mas isto na prática pode se tornar inviável financeiramente.

c) Energia não Suprida e o Custo da Energia não Suprida por Ponto de Carga

Conforme mostra as Tabelas 5.23 e 5.24 e os gráficos das Figuras 5.52 e 5.53, estes índices também são beneficiados pela GD nos pontos do alimentador AL_DJ1, pois os mesmos estão relacionados com a duração da interrupção, conforme visto no item anterior. As mesmas conclusões em relação ao DIC se aplicam para a influência do banco de baterias.

5.2 Sistema RTS + RBTS barra 2

Com o objetivo de avaliar os índices de confiabilidade da rede de Distribuição integrada ao sistema de Sub-Transmissão será utilizada a representação da rede de Sub-Transmissão descrita na seção 4.2. Assim, será analisado o sistema RTS + RBTS barra 2, conforme mostrado na Figura 5.54.

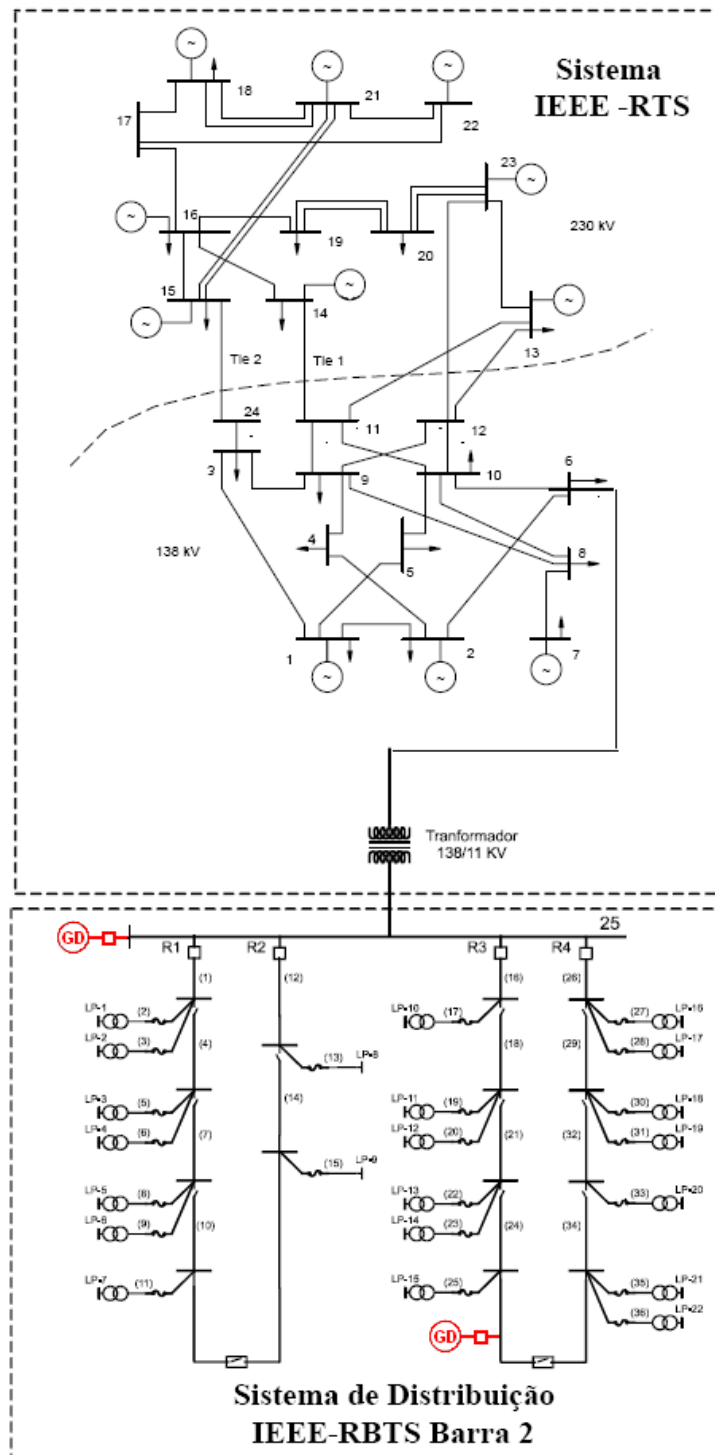


Figura 5.54: Sistema teste RBTS barra2 integrado ao RTS.

Para determinar a Probabilidade de Perda de Carga (LOLP) e a Frequência de Perda de Carga da barra 6 do RTS, foi utilizado o programa NH2 Versão 8.0-P0 (Dezembro/2006) do CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, utilizando o método de Simulação Monte Carlo não seqüencial, no qual foram obtidos os resultados mostrados nas Tabelas 5.26 e 5.27. Neste estudo foi considerado a condição de carga máxima nas barras.

Tabela 5.26: Resultados de alguns dos índices de confiabilidade do sistema RTS por Área.

INDICES DE CONFIABILIDADE POR AREA					
(Valores percentuais representam coeficientes de variação)					
AREA	CARGA (MW)	LOLP	EENS (MWh/ano)	LOLF (oc./ano)	LOLD (horas)
1 (138 kV)	1332.0	0.1093481 (2.2 %)	78298.38 (0.7 %)	23.66479 (3.4 %)	40.48
2 (230 kV)	1518.0	0.1092292 (2.2 %)	89165.61 (1.0 %)	23.56685 (3.4 %)	40.60

Tabela 5.27: Resultados de alguns dos índices de confiabilidade do sistema RTS Área 1 (138 kV) por Barra.

INDICES DE CONFIABILIDADE POR BARRA - AREA 1 - RTS - 138 KV						
(Valores percentuais representam coeficientes de variação)						
BARRA		CARGA	LOLP	EENS	LOLF	LOLD
NUM.	NOME	(MW)		(MWh/ano)	(oc./ano)	(horas)
1	BARRA—1	108.0 (2.2 %)	0.1092 (3.0 %)	6.3458E+03 (3.4 %)	23.5669E+00 (2.7 %)	40.6014E+00 (3.0 %)
2	BARRA—2	97.0 (2.2 %)	0.1092 (3.0 %)	5.6997E+03 (3.4 %)	23.5669E+00 (2.7 %)	40.6014E+00 (3.0 %)
3	BARRA—3	180.0 (2.2 %)	0.1092 (3.0 %)	10.5771E+03 (3.5 %)	23.6025E+00 (2.7 %)	40.5401E+00 (3.0 %)
4	BARRA—4	74.0 (2.2 %)	0.1092 (3.0 %)	4.3507E+03 (3.4 %)	23.5669E+00 (2.7 %)	40.6014E+00 (3.0 %)
5	BARRA—5	71.0 (2.2 %)	0.1092 (3.0 %)	4.1739E+03 (3.4 %)	23.5669E+00 (2.7 %)	40.6014E+00 (3.0 %)
6	BARRA—6	136.0 (2.2 %)	0.1092 (3.0 %)	7.9975E+03 (3.4 %)	23.5669E+00 (2.7 %)	40.6014E+00 (3.0 %)
7	BARRA—7	125.0 (2.2 %)	0.1092 (3.0 %)	7.3589E+03 (3.4 %)	23.5464E+00 (2.6 %)	40.6368E+00 (3.0 %)
8	BARRA—8	171.0 (2.2 %)	0.1093 (3.0 %)	10.0559E+03 (3.4 %)	23.6002E+00 (2.6 %)	40.5661E+00 (3.0 %)
9	BARRA—9	175.0 (2.2 %)	0.1092 (3.0 %)	10.2818E+03 (3.4 %)	23.5669E+00 (2.7 %)	40.6014E+00 (3.0 %)
10	BARRA—10	195.0 (2.2 %)	0.1092 (3.0 %)	11.4571E+03 (3.4 %)	23.5669E+00 (2.7 %)	40.6014E+00 (3.0 %)

De acordo com os valores da LOLP e LOLF para a barra 6, determinou-se os seguintes valores para a taxa de falha anual (λ_6), tempo médio de indisponibilidade anual (U_6) e duração média das falhas (r_6).

$$U_6 = LOLP \times 8760 = 0,1092 \times 8760(\text{horas/ano}) = 956,5920(\text{horas/ano}); \quad (5.1)$$

$$\lambda_6 \cong LOLF \cong 23,5669(\text{int./ano}); \quad (5.2)$$

$$r_6 = \frac{U_6}{\lambda_6} = \frac{956,5920}{23,5669} = 40,59h. \quad (5.3)$$

Para a taxa de falha externa (λ_{EXT}) e duração média de falha externa (r_{EXT}) do barramento de Média Tensão (MT) da subestação (SE), conforme modelo definido na seção 4.4, será utilizado o valor da taxa de falha e duração média de falha do transformador de Alta Tensão dada em [87], $\lambda_{TRAF0} = 0,02 \text{ int/ano}$ e $r_{TRAF0} = 768h$. Não serão consideradas falhas internas do barramento de MT da subestação.

A Figura 5.55 mostra o sistema integrado equivalente.

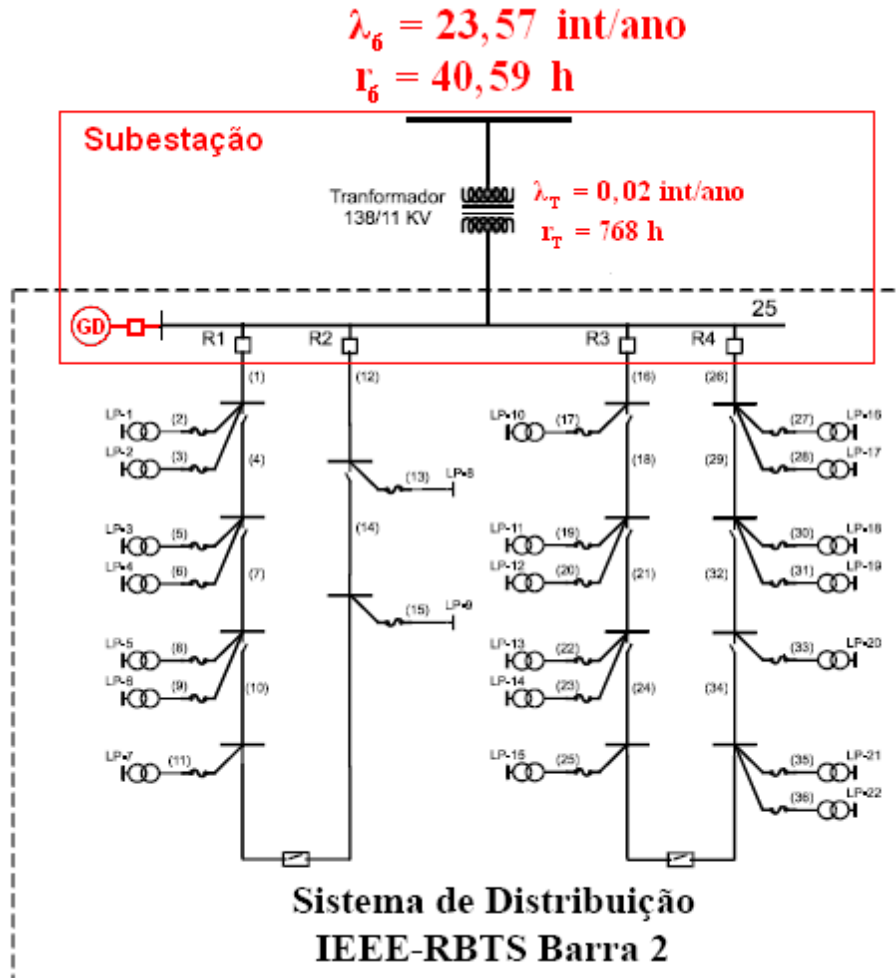


Figura 5.55: Sistema equivalente da Distribuição e Sub-Transmissão.

No estudo integrado RTS + RBTS barra 2 será utilizado o valor de carga máxima no RBTS, tendo em vista a simulação do RTS ter sido realizada considerando

carga máxima. Nesta simulação será utilizado a metodologia SMCII, pois contempla o estudo integrado de falhas na rede e na subestação. Para esse sistema serão realizados as seguintes simulações:

- 1 - Considerando falhas no barramento de Alta Tensão (AT) e Média tensão (MT) da Subestação, ou seja, falhas na Subestação;
- 2 - Considerando falhas na Subestação com a presença da GD fixa e eólica de 7.5MW(3x2.5MW), conectada ao barramento de 11kV dentro da subestação;
- 3 - Considerando falhas na Subestação e na rede;
- 4 - Considerando falhas na Subestação e na rede com a presença da GD fixa e eólica de 7.5MW(3x2.5MW), conectada ao barramento de 11kV dentro da subestação;

As Tabelas 5.28 à 5.31 mostram os resultados dos índices individuais por ponto de carga, mostrando os comparativos entre os índices das simulações realizadas, os quais estão mostrados nos gráficos das Figuras 5.56 à 5.59.

Tabela 5.28: Dados comparativos da frequência de interrupção individual por ponto de carga (FIC).

Pto Carga	Falha SE FIC (int/ano)	Falha SE com GD Fixa FIC (int/ano)	Falha SE e Rede FIC (int/ano)	Falha SE e Rede com GD Fixa FIC (int/ano)
LP1	23,7291	21,4214	23,9031	21,3993
LP2	23,7291	21,4177	23,9143	21,4101
LP3	23,7291	21,4226	23,9144	21,4128
LP4	23,7291	21,4213	23,9057	21,4028
LP5	23,7291	21,4249	23,9141	21,4206
LP6	23,7291	21,4182	23,9139	21,4170
LP7	23,7291	21,4175	23,9213	21,4256
LP8	23,7291	23,7291	23,7996	23,7996
LP9	23,7291	23,7291	23,8158	23,8158
LP10	23,7291	23,7291	23,9093	23,9093
LP11	23,7291	23,7291	23,9205	23,9205
LP12	23,7291	23,7291	23,9299	23,9299
LP13	23,7291	23,7291	23,9212	23,9212
LP14	23,7291	23,7291	23,9206	23,9206
LP15	23,7291	23,7291	23,9113	23,9113
LP16	23,7291	23,7291	23,9384	23,9384
LP17	23,7291	23,7291	23,9313	23,9313
LP18	23,7291	23,7291	23,9211	23,9211
LP19	23,7291	23,7291	23,9341	23,9341
LP20	23,7291	23,7291	23,9375	23,9375
LP21	23,7291	23,7291	23,9428	23,9428
LP22	23,7291	23,7291	23,9410	23,9410

Tabela 5.29: Dados comparativos da Duração de Indisponibilidade individual por ponto de carga (DIC).

Pto Carga	Falha SE DIC (h/ano)	Falha SE com GD Fixa DIC (h/ano)	Falha SE e Rede DIC (h/ano)	Falha SE e Rede com GD Fixa DIC (h/ano)
LP1	976,1973	63,5082	978,6842	63,1387
LP2	976,1973	62,2443	978,7458	63,9177
LP3	976,1973	63,6824	978,7231	63,1074
LP4	976,1973	63,1521	978,6622	62,4354
LP5	976,1973	64,6914	978,7653	62,0728
LP6	976,1973	61,8343	978,7177	62,8276
LP7	976,1973	61,3566	978,7421	62,9966
LP8	976,1973	976,1973	978,4984	978,4984
LP9	976,1973	976,1973	978,5000	978,5000
LP10	976,1973	976,1973	978,6489	978,6489
LP11	976,1973	976,1973	978,7556	978,7556
LP12	976,1973	976,1973	978,7988	978,7988
LP13	976,1973	976,1973	978,6950	978,6950
LP14	976,1973	976,1973	978,6284	978,6284
LP15	976,1973	976,1973	978,6563	978,6563
LP16	976,1973	976,1973	978,7671	978,7671
LP17	976,1973	976,1973	978,7813	978,7813
LP18	976,1973	976,1973	978,7252	978,7252
LP19	976,1973	976,1973	978,7751	978,7751
LP20	976,1973	976,1973	978,7243	978,7243
LP21	976,1973	976,1973	978,8017	978,8017
LP22	976,1973	976,1973	978,7475	978,7475

Tabela 5.30: Dados comparativos da Energia não Suprida individual por ponto de carga (ENS).

Pto Carga	Falha SE ENS (KWh/ano)	Falha SE com GD Fixa ENS KWh/ano	Falha SE e Rede ENS KWh/ano	Falha SE e Rede com GD Fixa ENS KWh/ano
LP1	753594,00	54188,42	754906,50	53908,34
LP2	753594,00	53128,93	754949,30	54553,89
LP3	753594,00	54303,76	754934,80	53829,08
LP4	796977,00	57010,98	798348,70	56364,13
LP5	796977,00	58405,88	798424,90	56031,61
LP6	652048,40	45679,24	653204,40	46412,34
LP7	652048,40	45325,05	653215,70	46496,14
LP8	1415292,00	1415292,00	1417509,00	1417509,00
LP9	1627599,00	1627599,00	1630160,00	1630160,00
LP10	753594,00	753594,00	754877,60	754877,60
LP11	753594,00	753594,00	754959,00	754959,00
LP12	633877,90	633877,90	635048,50	635048,50
LP13	796977,00	796977,00	798370,30	798370,30
LP14	796977,00	796977,00	798322,20	798322,20
LP15	652048,40	652048,40	653164,40	653164,40
LP16	652048,40	652048,40	653234,40	653234,40
LP17	633877,90	633877,90	635038,00	635038,00
LP18	633877,90	633877,90	635007,60	635007,60
LP19	633877,90	633877,90	635033,70	635033,70
LP20	796977,00	796977,00	798390,20	798390,20
LP21	796977,00	796977,00	798451,60	798451,60
LP22	652048,40	652048,40	653221,80	653221,80

Tabela 5.31: Dados comparativos do Custo individual da Energia não Suprida por ponto de carga (CENS).

Pto Carga	Falha SE CENS (\$/ano)	Falha SE com GD Fixa CENS (\$/ano)	Falha SE e Rede CENS (\$/ano)	Falha SE e Rede com GD Fixa CENS (\$/ano)
LP1	245817,50	16588,01	245220,90	16697,09
LP2	245817,50	16247,05	245284,00	16855,21
LP3	245817,50	16458,46	245273,10	16902,80
LP4	429825,20	32285,00	428760,60	33160,00
LP5	428289,20	32899,31	427223,60	32886,78
LP6	1139877,00	112383,60	1137866,00	114450,30
LP7	1139877,00	110276,00	1137940,00	113927,60
LP8	1685045,00	1685045,00	1681927,00	1681927,00
LP9	1937818,00	1937818,00	1934280,00	1934280,00
LP10	245817,50	245817,50	245227,40	245227,40
LP11	245817,50	245817,50	245263,60	245263,60
LP12	206766,90	206766,90	206335,50	206335,50
LP13	429825,50	429825,50	428771,90	428771,90
LP14	429825,50	429825,50	428694,60	428694,60
LP15	1139878,00	1139878,00	1137576,00	1137576,00
LP16	1139878,00	1139878,00	1137952,00	1137952,00
LP17	206766,90	206766,90	206310,80	206310,80
LP18	206766,90	206766,90	206306,00	206306,00
LP19	206766,90	206766,90	206319,80	206319,80
LP20	429825,50	429825,50	428782,80	428782,80
LP21	429825,50	429825,50	428839,30	428839,30
LP22	1139878,00	1139878,00	1137908,00	1137908,00

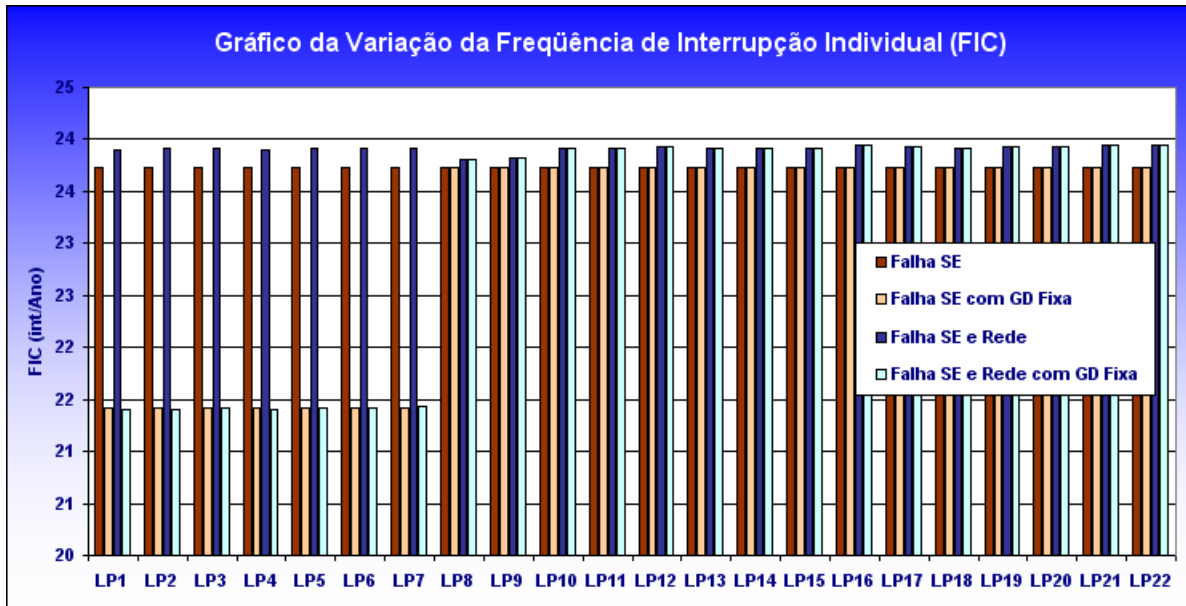


Figura 5.56: Gráfico dos comparativos da frequência de interrupção individual (FIC).

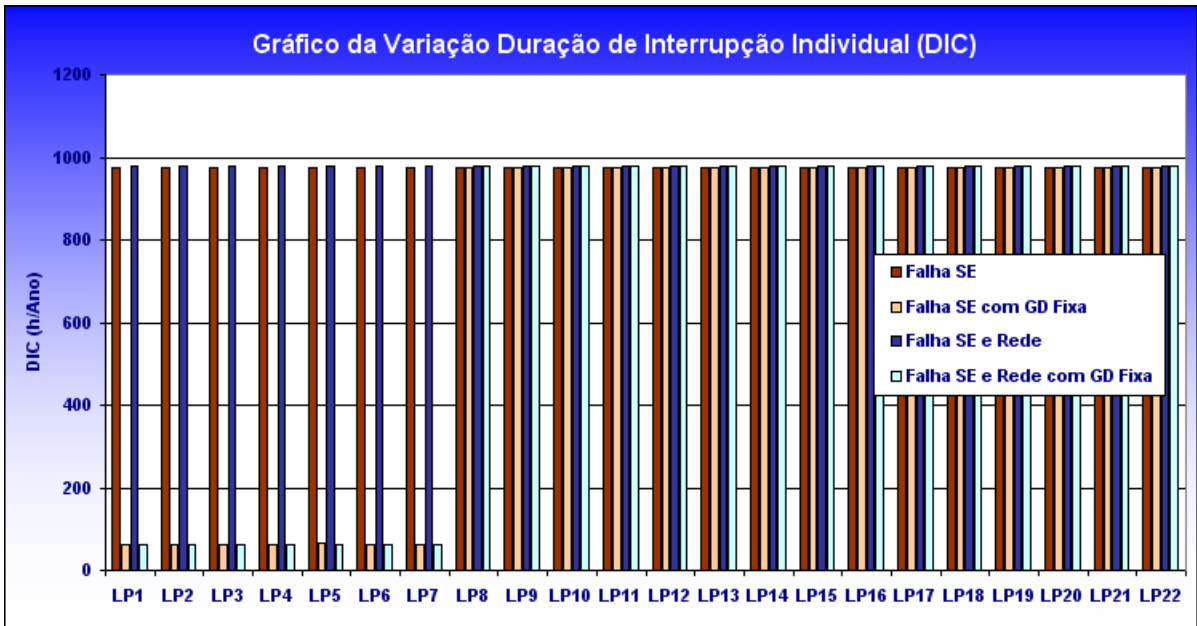


Figura 5.57: Gráfico dos comparativos da Duração de Interrupção Individual (DIC).

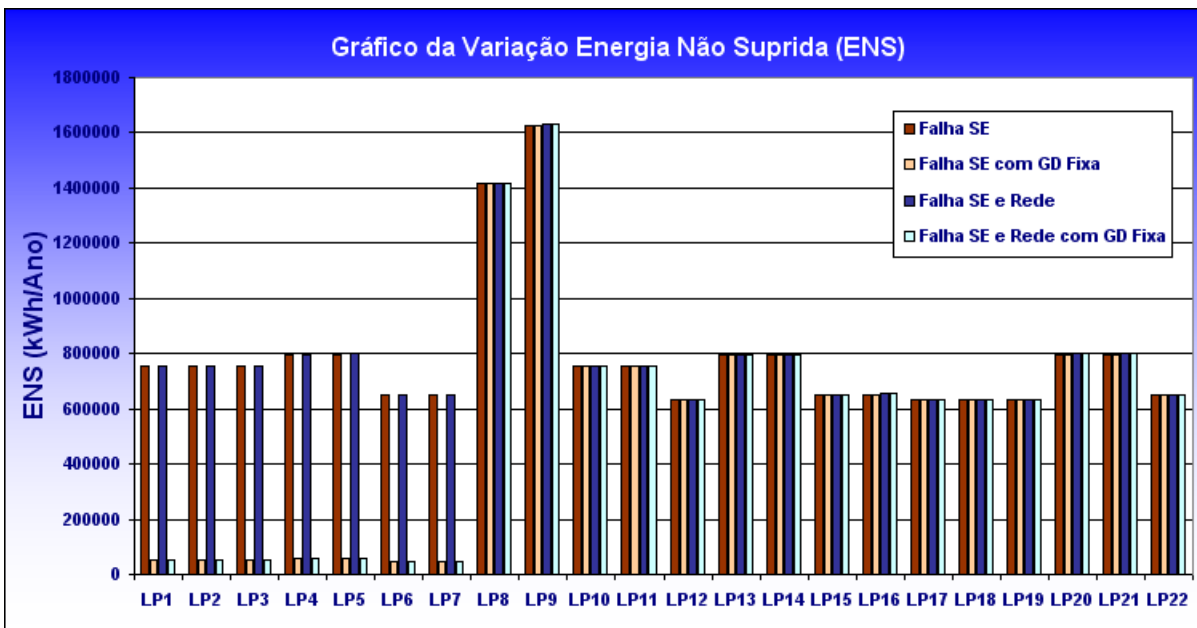


Figura 5.58: Gráfico dos comparativos da Energia não Suprida individual (ENS).

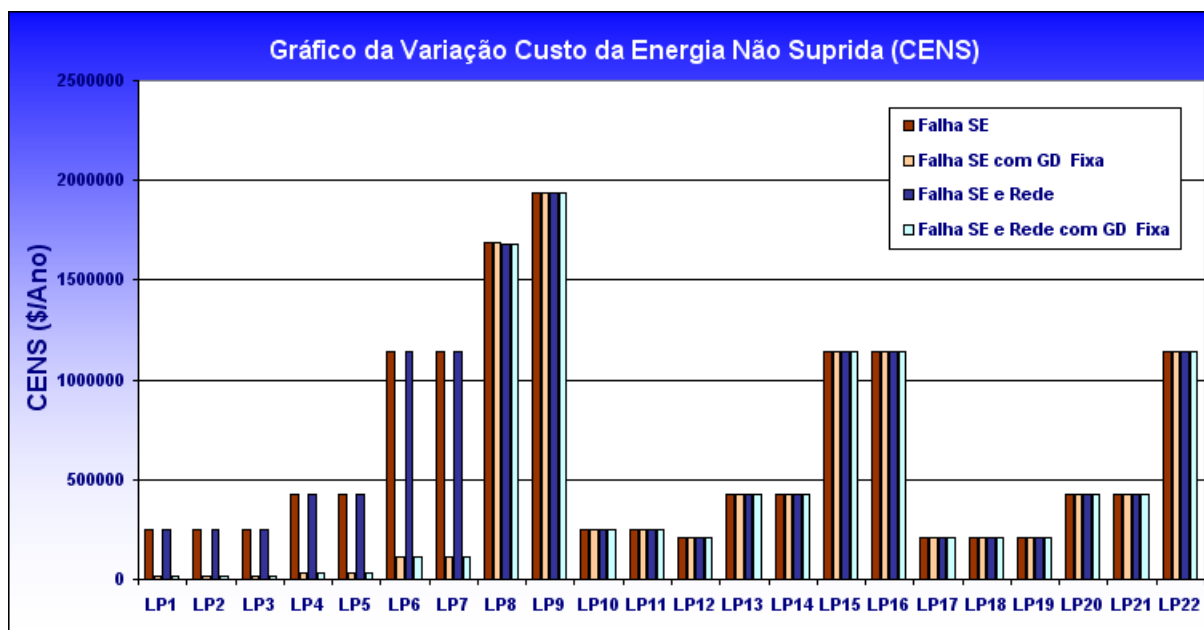


Figura 5.59: Gráfico dos comparativos do Custo Individual Energia não Suprida (CENS).

5.2.1 Conclusões Parciais 5

Observando-se os valores dos parâmetros e a configuração do sistema, pode-se notar que este exemplo é meramente acadêmico, pois, em uma subestação, normalmente, existem mais de um transformador de forma que havendo falha em um deles a carga do mesmo é repartida entre os outros e o consumidor não ficará 768h aguardando seu reparo, e assim no máximo o tempo de transferência da carga. Também o alto valor da taxa de falha mostra um sistema pouco confiável.

Na realização dos estudos, a GD Eólica (Modelo I e II) não apresentou nenhuma alteração nos índices, pois ela não foi capaz de manter a carga ilhada durante as interrupções. Isto foi devido à política adotada, a qual define que a GD conectada no barramento da subestação deverá ser capaz de alimentar pelo menos um dos alimentadores, onde a ordem de desligamento foi definida de forma a minimizar o número de consumidores afetados (1º-AL_DJ2, 2º-AL_DJ4, 3º-AL_DJ3 e 4º-AL_DJ1). Isso fez com que nem a eólica de maior capacidade [7.5 MW (3x2.5MW)], conseguisse manter toda a carga do alimentador AL_DJ1 (5934 kW) durante toda a interrupção que teve duração média de 41hs.

Com relação aos resultados obtidos, conforme mostrado nas tabelas e figuras

desta seção, onde somente considera a GD de capacidade fixa (7.5 MW - 3x2.5MW) conectada no barramento da subestação, tira-se as seguintes conclusões:

a) Freqüência de Interrupção por Unidade Consumidora (FIC)

Conforme observado na Tabela 5.28 e no gráfico da Figura 5.56, nota-se que a existência da GD afeta este índice no alimentador AL_DJ1, o qual compreende os pontos LP1 a LP7, ou seja, somente o alimentador AL_DJ1 ficou alimentado de forma ilhada, isto devido a política de corte adotada. Analisando o valor deste índice nos pontos deste alimentador, observa-se que houve uma diminuição do mesmo ao ser considerada a GD, pois apesar do número de interrupções ser o mesmo, o tempo de permanência no estado operativo sofre alterações significativas com a presença da GD. Devido aos altos valores das durações de interrupções, o tempo de permanência no estado operativo aumenta de forma significativa com a presença da GD, e como o FIC (taxa de falha) é inversamente proporcional a este tempo de permanência, há uma diminuição do mesmo.

b) Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC)

De acordo com os resultados obtidos na Tabela 5.29 e mostrados no gráfico da Figura 5.57 a duração das interrupções são influenciadas pela existência da GD somente no alimentador AL_DJ1, conforme descrito anteriormente, devido à política de corte. Assim, fica evidente o benefício da GD. Por exemplo, para o ponto de carga LP1 a presença da GD diminui este índice de 93,49%, para falhas na SE, e de 93,55 %, para falhas na SE e na rede.

c) Energia não Suprida e o Custo da Energia não Suprida por Ponto de Carga

Conforme mostra as Tabelas 5.30 e 5.31 e os gráficos das Figuras 5.58 e 5.59, estes índices também são beneficiados pela GD nos pontos do alimentador AL_DJ1, pois os mesmos estão relacionados com a duração da interrupção que conforme visto no item anterior, diminuem de forma considerável.

5.3 Sistema de Distribuição Real

Com o objetivo de avaliar os índices de confiabilidade de uma rede real de Distribuição e Sub-Transmissão, foram utilizados três alimentadores de uma subestação na região urbana do Rio de Janeiro, definida neste trabalho por SETD1, mostrada na Figura 5.57.

Os valores da LOLP (0,0012) e LOLF (0,99 ocorrências/ano) do barramento de AT da subestação SETD1 foram retirados de [93]. A partir destes valores, determinou-se os valores para a taxa de falha anual (λ_{AT}), tempo médio de indisponibilidade anual (U_{AT}) e duração média das falhas (r_{AT}).

$$U_{AT} = 0,0012 * 8760(\text{horas/ano}) = 10,512(\text{horas/ano}); \quad (5.4)$$

$$\lambda_{AT} \cong 0,99(\text{int./ano}); \quad (5.5)$$

$$r_{AT} = \frac{10,512}{0,99} = 10,62h. \quad (5.6)$$

Para os condutores da rede de distribuição foram utilizados os valores de taxa de falha (λ) igual a 0.065 int/ano por *km* e o tempo de reparo (*r*) igual a 5 horas. O tempo de manobra das seccionadoras é de 0,5 hora. As informações disponibilizadas para os pontos de carga são: carga instalada, fator de demanda e fator de potência. A geração distribuída GD1 é composta por um gerador convencional a gás, de 5MVA e pertence a um produtor independente ligado no mesmo ponto da carga LP81. A GD2 é composta por um gerador convencional a diesel de 2.5MVA e pertence a um produtor independente ligado no mesmo ponto da carga LP70. Para esse estudo foi utilizado o limite de 1 minuto para que a falha não seja contabilizada no cálculo dos índices de confiabilidade(resolução ANEEL [4]). Para os valores de custo de interrupção, utilizou-se em todos os pontos de carga a curva de custo de interrupção para consumidores comerciais dados na Tabela A.2 do apêndice A.

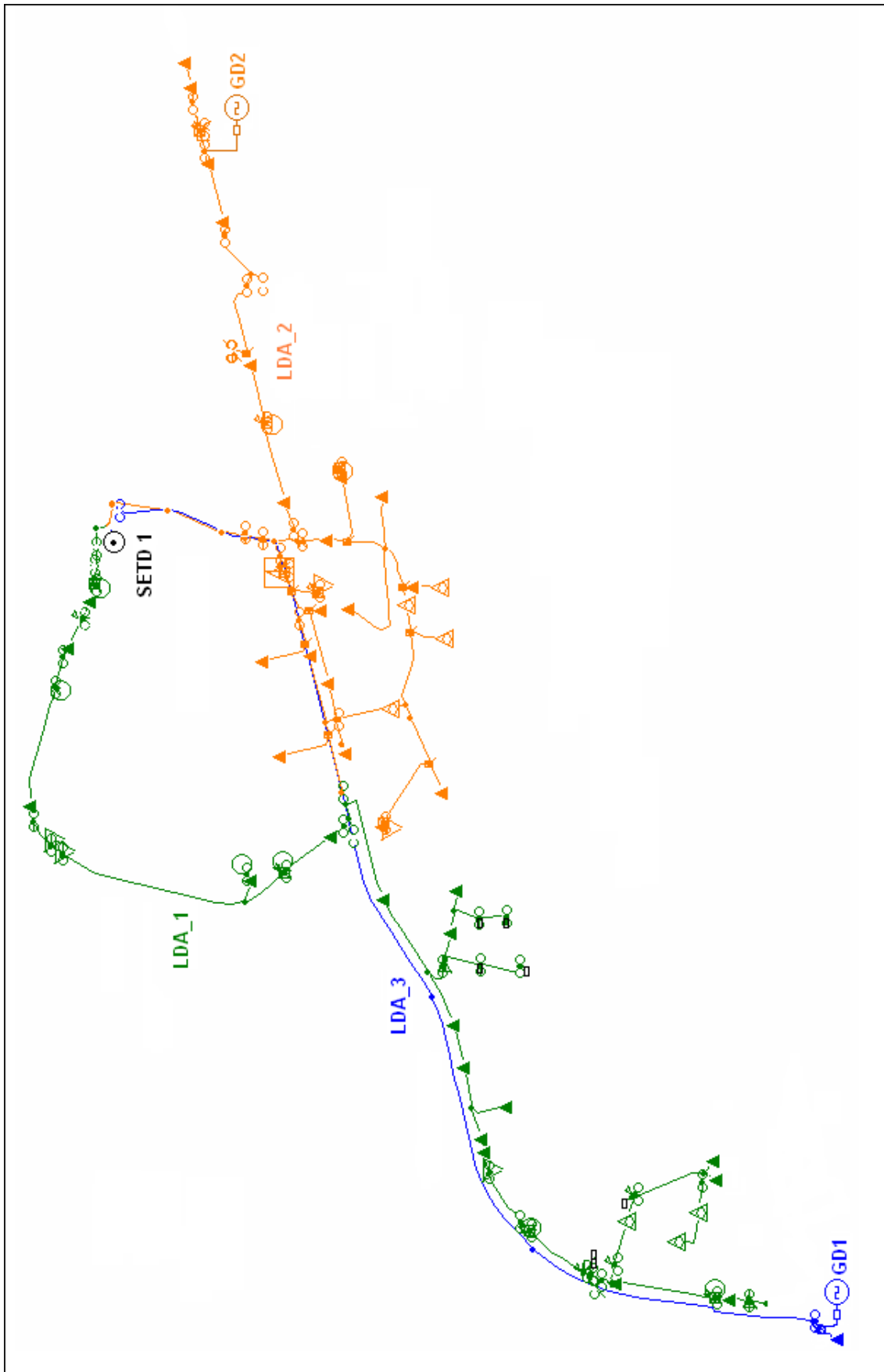


Figura 5.60: Visualização geográfica dos alimentadores avaliados.

A Tabela 5.32 mostra os dados dos alimentadores da subestação SETD1.

Tabela 5.32: Dados dos Alimentadores.

Alimentador	LDA_1	LDA_2	LDA_3
Comprimento total (km)	12,4	10,2	5,8
Número de Pontos de Carga	51	29	1
Número de Consumidores	6503	1584	1
Número de Seccionadoras	19	12	2
Número de Chave Fusível	6	4	1
Núm. de Seccion. Autom.	2	0	0

As Tabelas 5.33 à 5.35, mostram os resultados obtidos para os índices de confiabilidade individual para o alimentador LDA_1, considerando falhas somente na SE, falhas somente ao longo da rede de distribuição e falhas na SE e ao longo da rede de distribuição, respectivamente.

A Tabela 5.36 mostra os resultados obtidos para os índices de confiabilidade de conjunto para o alimentador LDA_1, considerando falhas somente na SE, falhas somente ao longo da rede de distribuição e falhas na SE e ao longo da rede de distribuição.

A Tabela 5.37, mostra o número de simulações realizadas para obter o coeficiente de variação menor que 5%, no alimentador LDA_2, para as falhas consideradas. O tempo de simulação foi de 1 segundo para cada 100 anos simulados, para falhas somente na SE, 1 minuto e 30 segundos para cada 100 anos simulados para falhas somente na rede e 2 minutos para cada 100 anos simulados para falhas na SE e na rede.

A Tabela 5.38, mostra os resultados obtidos para os índices de confiabilidade individual para o alimentador LDA_2, considerando falhas somente na SE, falhas somente ao longo da rede de distribuição e falhas na SE e ao longo da rede de distribuição.

A Tabela 5.39 mostra os resultados obtidos para os índices de confiabilidade de conjunto para o alimentador LDA_2, considerando falhas somente na SE, falhas somente ao longo da rede de distribuição e falhas na SE e ao longo da rede de distribuição.

A Tabela 5.40, mostra o número de simulações realizadas para obter o coeficiente

de variação menor que 5%, no alimentador LDA_2, para as falhas consideradas. O tempo de simulação foi de 1 segundo para cada 100 anos simulados, para falhas somente na SE, 1 minuto e 30 segundos para cada 100 anos simulados para falhas somente na rede, 2 minutos para cada 100 anos simulados para falhas na SE e na rede e 15 minutos para cada 100 anos simulados para falhas na SE e na rede com GD.

A Tabela 5.41, mostra os resultados obtidos para os índices de confiabilidade individual para o alimentador LDA_3, considerando falhas somente na SE, falhas somente ao longo da rede de distribuição e falhas na SE e ao longo da rede de distribuição.

A Tabela 5.39 mostra os resultados obtidos para os índices de confiabilidade de conjunto para o alimentador LDA_3, considerando falhas somente na SE, falhas somente ao longo da rede de distribuição e falhas na SE e ao longo da rede de distribuição.

A Tabela 5.43, mostra o número de simulações realizadas para obter o coeficiente de variação menor que 5%, no alimentador LDA_3, para as falhas consideradas. O tempo de simulação foi de 1 segundo para cada 100 anos simulados, para falhas somente na SE, 1 minuto e 30 segundos para cada 100 anos simulados para falhas somente na rede, 2 minutos para cada 100 anos simulados para falhas na SE e na rede e 15 minutos para cada 100 anos simulados para falhas na SE e na rede com GD.

As Figuras 5.61 e 5.62 mostram os gráfico comparativos da Frequência de Interrupção Individual (FIC) e Duração de Interrupção Individual (DIC) dos pontos de carga do alimentador LDA_2.

Tabela 5.33: Resultados dos índices individuais da LDA_1 - Considerando falhas na Subestação.

Pto Carga	FIC (int/ano)	Tempo de Reparo (h)	DIC (h/ano)	DMICm (h/ano)	NDMIC (Ult./ano)	ENS (kWh/ano)	CENS (\$/ano)
LP1	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	5065,12	22621,68
LP2	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	1148,70	5130,29
LP3	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	316,11	1411,79
LP4	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	126,44	564,72
LP5	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	189,66	847,07
LP6	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	20,43	91,26
LP7	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	319,86	1428,56
LP8	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	189,66	847,07
LP9	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	429,80	1919,58
LP10	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	126,44	564,72
LP11	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	316,11	1411,79
LP12	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	126,44	564,72
LP13	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	474,16	2117,68
LP14	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	632,21	2823,58
LP15	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	632,21	2823,58
LP16	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	632,21	2823,58
LP17	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	632,21	2823,58
LP18	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	632,21	2823,58
LP19	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	316,11	1411,79
LP20	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	316,11	1411,79
LP21	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	189,66	847,07
LP22	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	316,11	1411,79
LP23	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	1264,43	5647,16
LP24	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	1264,43	5647,16
LP25	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	316,11	1411,79
LP26	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	1264,43	5647,16
LP27	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	2107,38	9411,93
LP28	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	1264,43	5647,16
LP29	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	1264,43	5647,16
LP30	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	126,44	564,72
LP31	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	474,16	2117,68
LP32	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	126,44	564,72
LP33	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	632,21	2823,58
LP34	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	632,21	2823,58
LP35	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	632,21	2823,58
LP36	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	632,21	2823,58
LP37	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	632,21	2823,58
LP38	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	632,21	2823,58
LP39	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	632,21	2823,58
LP40	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	632,21	2823,58
LP41	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	632,21	2823,58
LP42	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	632,21	2823,58
LP43	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	632,21	2823,58
LP44	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	632,21	2823,58
LP45	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	632,21	2823,58
LP46	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	632,21	2823,58
LP47	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	2107,38	9411,93
LP48	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	632,21	2823,58
LP49	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	1549,08	6918,45
LP50	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	77,75	347,23
LP51	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	925,33	4132,67

Tabela 5.34: Resultados dos índices individuais da LDA_1 - Considerando falhas na Rede.

Pto Carga	FIC (int/ano)	Tempo de Reparo (h)	DIC (h/ano)	DMICm (h/ano)	NDMIC (Ult./ano)	ENS (kWh/ano)	CENS (\$/ano)
LP1	0,2461	1,5267	0,3758	0,3578	0,0075	179,53	1021,17
LP2	0,2447	2,7795	0,6802	0,6501	0,0171	73,68	414,88
LP3	0,2450	0,7989	0,1957	0,1814	0,0022	5,84	34,00
LP4	0,2450	0,7989	0,1957	0,1814	0,0022	2,34	13,60
LP5	0,2449	0,9639	0,2360	0,2211	0,0034	4,22	24,35
LP6	0,2447	1,5176	0,3713	0,3538	0,0074	0,72	4,07
LP7	0,2447	1,5131	0,3702	0,3527	0,0073	11,17	63,55
LP8	0,2447	1,5086	0,3691	0,3516	0,0073	6,60	37,54
LP9	0,2447	1,5347	0,3755	0,3576	0,0075	15,22	86,61
LP10	0,2447	1,5086	0,3691	0,3516	0,0073	4,40	25,03
LP11	0,2444	2,0216	0,4940	0,4733	0,0115	14,73	83,21
LP12	0,2790	2,3312	0,6505	0,6196	0,0158	7,76	43,86
LP13	0,2790	2,3312	0,6505	0,6196	0,0158	29,09	164,47
LP14	0,2790	2,3396	0,6528	0,6218	0,0159	38,92	220,13
LP15	0,2790	2,3486	0,6553	0,6244	0,0160	39,07	220,84
LP16	0,2790	2,3623	0,6591	0,6276	0,0161	39,30	222,13
LP17	0,2790	2,3488	0,6553	0,6244	0,0160	39,07	220,91
LP18	0,2790	2,3488	0,6553	0,6244	0,0160	39,07	220,91
LP19	0,2444	2,0216	0,4940	0,4733	0,0115	14,73	83,21
LP20	0,2444	2,0216	0,4940	0,4733	0,0115	14,73	83,21
LP21	0,2444	2,0216	0,4940	0,4733	0,0115	8,84	49,92
LP22	0,2444	2,0216	0,4940	0,4733	0,0115	14,73	83,21
LP23	0,2497	2,8254	0,7054	0,6740	0,0177	84,11	473,36
LP24	0,2497	2,8254	0,7054	0,6740	0,0177	84,11	473,36
LP25	0,2443	2,7764	0,6782	0,6484	0,0170	20,22	113,83
LP26	0,2710	3,0001	0,8130	0,7721	0,0207	96,94	545,66
LP27	0,2736	3,0175	0,8256	0,7836	0,0210	164,07	923,15
LP28	0,2710	3,1966	0,8662	0,8213	0,0222	103,28	580,91
LP29	0,2710	3,1966	0,8662	0,8213	0,0222	103,28	580,91
LP30	0,2710	3,0001	0,8130	0,7721	0,0207	9,69	54,57
LP31	0,2710	3,0001	0,8130	0,7721	0,0207	36,35	204,62
LP32	0,2443	2,7764	0,6782	0,6484	0,0170	8,09	45,53
LP33	0,3279	3,3334	1,0931	1,0272	0,0281	65,17	366,79
LP34	0,3279	3,3334	1,0931	1,0272	0,0281	65,17	366,79
LP35	0,3279	3,3334	1,0931	1,0272	0,0281	65,17	366,79
LP36	0,3279	3,3334	1,0931	1,0272	0,0281	65,17	366,79
LP37	0,3279	3,3334	1,0931	1,0272	0,0281	65,17	366,79
LP38	0,3279	3,3334	1,0931	1,0272	0,0281	65,17	366,79
LP39	0,3279	3,3334	1,0931	1,0272	0,0281	65,17	366,79
LP40	0,3279	3,3334	1,0931	1,0272	0,0281	65,17	366,79
LP41	0,3279	3,3334	1,0931	1,0272	0,0281	65,17	366,79
LP42	0,3279	3,3334	1,0931	1,0272	0,0281	65,17	366,79
LP43	0,3279	3,3334	1,0931	1,0272	0,0281	65,17	366,79
LP44	0,3279	3,3334	1,0931	1,0272	0,0281	65,17	366,79
LP45	0,3279	3,3334	1,0931	1,0272	0,0281	65,17	366,79
LP46	0,3279	3,3334	1,0931	1,0272	0,0281	65,17	366,79
LP47	0,3279	3,3334	1,0931	1,0272	0,0281	217,23	1222,65
LP48	0,3279	3,3334	1,0931	1,0272	0,0281	65,17	366,79
LP49	0,2454	2,7831	0,6829	0,6526	0,0171	99,76	561,62
LP50	0,2449	0,9819	0,2404	0,2254	0,0036	1,76	10,14
LP51	0,2449	0,8117	0,1988	0,1845	0,0023	17,36	101,06

Tabela 5.35: Resultados dos índices individuais da LDA_1 - Considerando falhas na Rede e na Subestação.

Pto Carga	FIC (int/ano)	Tempo de Reparo (h)	DIC (h/ano)	DMICm (h/ano)	NDMIC (Ult./ano)	ENS (kWh/ano)	CENS (\$/ano)
LP1	1,2400	8,8962	11,0313	8,6485	0,4069	5256,19	23882,82
LP2	1,2387	9,0850	11,2539	8,7792	0,4138	1216,11	5555,02
LP3	1,2385	8,7567	10,8449	8,5564	0,4011	322,49	1460,35
LP4	1,2385	8,7567	10,8449	8,5564	0,4011	129,00	584,14
LP5	1,2385	8,7826	10,8770	8,5738	0,4023	194,07	880,03
LP6	1,2384	8,9062	11,0290	8,6495	0,4070	21,20	96,32
LP7	1,2384	8,9021	11,0239	8,6460	0,4069	331,71	1506,93
LP8	1,2384	8,9021	11,0239	8,6460	0,4069	196,69	893,54
LP9	1,2384	8,9033	11,0255	8,6461	0,4069	445,78	2025,32
LP10	1,2384	8,9021	11,0239	8,6460	0,4069	131,13	595,69
LP11	1,2380	8,9551	11,0867	8,6893	0,4093	329,68	1500,17
LP12	1,2745	8,8311	11,2555	8,7706	0,4138	133,88	611,60
LP13	1,2745	8,8311	11,2555	8,7706	0,4138	502,05	2293,49
LP14	1,2745	8,8320	11,2566	8,7706	0,4138	669,46	3058,37
LP15	1,2745	8,8346	11,2599	8,7731	0,4139	669,67	3059,38
LP16	1,2744	8,8369	11,2614	8,7734	0,4138	669,75	3059,78
LP17	1,2745	8,8319	11,2565	8,7709	0,4138	669,46	3058,29
LP18	1,2745	8,8319	11,2565	8,7709	0,4138	669,46	3058,29
LP19	1,2380	8,9551	11,0867	8,6893	0,4093	329,68	1500,17
LP20	1,2380	8,9551	11,0867	8,6893	0,4093	329,68	1500,17
LP21	1,2380	8,9551	11,0867	8,6893	0,4093	197,81	900,10
LP22	1,2380	8,9551	11,0867	8,6893	0,4093	329,68	1500,17
LP23	1,2456	9,0602	11,2857	8,7963	0,4146	1342,41	6134,29
LP24	1,2456	9,0602	11,2857	8,7963	0,4146	1342,41	6134,29
LP25	1,2381	9,0884	11,2522	8,7787	0,4138	334,61	1528,39
LP26	1,2624	9,0066	11,3700	8,8360	0,4166	1352,43	6197,06
LP27	1,2645	8,9987	11,3793	8,8423	0,4169	2255,89	10339,00
LP28	1,2623	9,0578	11,4333	8,8731	0,4187	1359,96	6241,90
LP29	1,2623	9,0578	11,4333	8,8731	0,4187	1359,96	6241,90
LP30	1,2624	9,0066	11,3700	8,8360	0,4166	135,24	619,71
LP31	1,2624	9,0066	11,3700	8,8360	0,4166	507,16	2323,90
LP32	1,2381	9,0884	11,2522	8,7787	0,4138	133,84	611,36
LP33	1,3175	8,8391	11,6451	8,9703	0,4256	692,58	3191,84
LP34	1,3175	8,8391	11,6451	8,9703	0,4256	692,58	3191,84
LP35	1,3175	8,8391	11,6451	8,9703	0,4256	692,58	3191,84
LP36	1,3175	8,8391	11,6451	8,9703	0,4256	692,58	3191,84
LP37	1,3175	8,8391	11,6451	8,9703	0,4256	692,58	3191,84
LP38	1,3175	8,8391	11,6451	8,9703	0,4256	692,58	3191,84
LP39	1,3175	8,8391	11,6451	8,9703	0,4256	692,58	3191,84
LP40	1,3175	8,8391	11,6451	8,9703	0,4256	692,58	3191,84
LP41	1,3175	8,8391	11,6451	8,9703	0,4256	692,58	3191,84
LP42	1,3175	8,8391	11,6451	8,9703	0,4256	692,58	3191,84
LP43	1,3175	8,8391	11,6451	8,9703	0,4256	692,58	3191,84
LP44	1,3175	8,8391	11,6451	8,9703	0,4256	692,58	3191,84
LP45	1,3175	8,8391	11,6451	8,9703	0,4256	692,58	3191,84
LP46	1,3175	8,8391	11,6451	8,9703	0,4256	692,58	3191,84
LP47	1,3175	8,8391	11,6451	8,9703	0,4256	2308,59	10639,48
LP48	1,3175	8,8391	11,6451	8,9703	0,4256	692,58	3191,84
LP49	1,2392	9,0834	11,2564	8,7809	0,4138	1640,34	7493,88
LP50	1,2385	8,7852	10,8802	8,5762	0,4025	79,57	360,87
LP51	1,2385	8,7619	10,8513	8,5609	0,4013	944,57	4277,10

Tabela 5.36: Resultados dos índices de Conjunto da LDA_1.

Falhas Consideradas	FEC (int/ano)	DEC (h/ano)	ENS (kWh/ano)	CENS (\$/ano)
Na SE	0,9979	10,6309	36763,45	164191,80
Na Rede	0,2972	0,9173	2627,54	14814,04
Na SE e Rede	1,2886	11,4822	39230,25	179600,90

Tabela 5.37: Número de anos simulados para cada configuração avaliada - LDA_1.

Falhas na SE	Falhas na Rede	Falhas na SE e na Rede
8800	120800	6100

Tabela 5.38: Resultados dos índices individuais da LDA_2

Pto Carga	Falhas Consideradas	FIC (int/ano)	Tempo de Reparo (h)	DIC (h/ano)	DMICm (h/ano)	NDMIC (Ult./ano)	ENS (kWh/ano)	CENS (\$/ano)
LP52 à LP62	SE	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	10957,76	48939,22
	Rede	0,3290	2,2257	0,7323	0,6927	0,0171	756,80	4247,43
	SE e Rede	1,3193	8,5899	11,3323	8,8169	0,4144	11681,45	53544,04
	SE e Rede com GD	1,3167	1,1705	1,5412	1,2280	0,0306	1592,58	8786,58
LP63	SE	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	207,18	925,31
	Rede	0,3290	2,2312	0,7341	0,6944	0,0172	14,34	80,51
	SE e Rede	1,3193	8,5917	11,3347	8,8191	0,4146	220,91	1012,63
	SE e Rede com GD	1,3167	1,1672	1,5369	1,2254	0,0307	30,03	167,50
LP64	SE	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	137,57	614,41
	Rede	0,3290	2,2430	0,7380	0,6982	0,0173	9,57	53,74
	SE e Rede	1,3193	8,5950	11,3391	8,8179	0,4146	146,74	672,75
	SE e Rede com GD	1,3168	1,1714	1,5425	1,2298	0,0307	20,01	110,22
LP65 e LP66	SE	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	1278,40	5709,58
	Rede	0,3293	1,1965	0,3940	0,3673	0,0068	47,52	269,74
	SE e Rede	1,3194	8,3342	10,9966	8,6351	0,4026	1322,48	6012,16
	SE e Rede com GD	1,3167	0,8668	1,1413	0,8527	0,0173	137,60	744,14
LP67	SE	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	956,63	4272,49
	Rede	0,3293	1,2113	0,3988	0,3721	0,0069	35,99	204,59
	SE e Rede	1,3194	8,3364	10,9995	8,6369	0,4027	989,88	4500,53
	SE e Rede com GD	1,3167	0,8746	1,1516	0,8617	0,0180	103,90	564,66
LP68 e LP69	SE	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	1826,30	8156,52
	Rede	0,3292	1,4805	0,4874	0,4585	0,0097	83,96	475,96
	SE e Rede	1,3195	8,4085	11,0947	8,6871	0,4061	1906,12	8684,56
	SE e Rede com GD	1,3167	0,7749	1,0203	0,7348	0,0137	175,74	950,18
LP70	SE	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	531,06	2371,81
	Rede	0,3292	1,6066	0,5289	0,4988	0,0109	26,49	150,30
	SE e Rede	1,3195	8,4429	11,1403	8,7125	0,4076	556,55	2537,94
	SE e Rede com GD	1,3165	0,7338	0,9660	0,6815	0,0117	48,39	262,16
LP71 e LP72	SE	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	1826,30	8156,52
	Rede	0,3291	1,8226	0,5998	0,5669	0,0131	103,32	584,42
	SE e Rede	1,3195	8,4843	11,1951	8,7394	0,4090	1923,36	8780,46
	SE e Rede com GD	1,3166	0,8177	1,0766	0,7915	0,0161	185,44	1012,18
LP73 à LP78	SE	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	3835,20	17128,74
	Rede	0,3291	1,4220	0,4681	0,4392	0,0093	169,32	956,94
	SE e Rede	1,3193	8,3845	11,0619	8,6748	0,4036	3991,02	18172,38
	SE e Rede com GD	1,3203	8,2698	10,9189	8,5583	0,3916	3939,54	18048,18
LP79	SE	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	71,61	319,82
	Rede	0,3293	0,7022	0,2312	0,2072	0,0019	1,56	9,03
	SE e Rede	1,3194	8,2070	10,8283	8,5470	0,3977	72,95	330,98
	SE e Rede com GD	1,3167	0,7699	1,0138	0,7284	0,0137	6,85	37,57
LP80	SE	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	684,68	3057,90
	Rede	0,3293	0,6996	0,2304	0,2063	0,0019	14,89	86,05
	SE e Rede	1,3194	8,2110	10,8336	8,5493	0,3977	697,80	3167,53
	SE e Rede com GD	1,3167	0,7720	1,0165	0,7293	0,0137	65,65	357,51

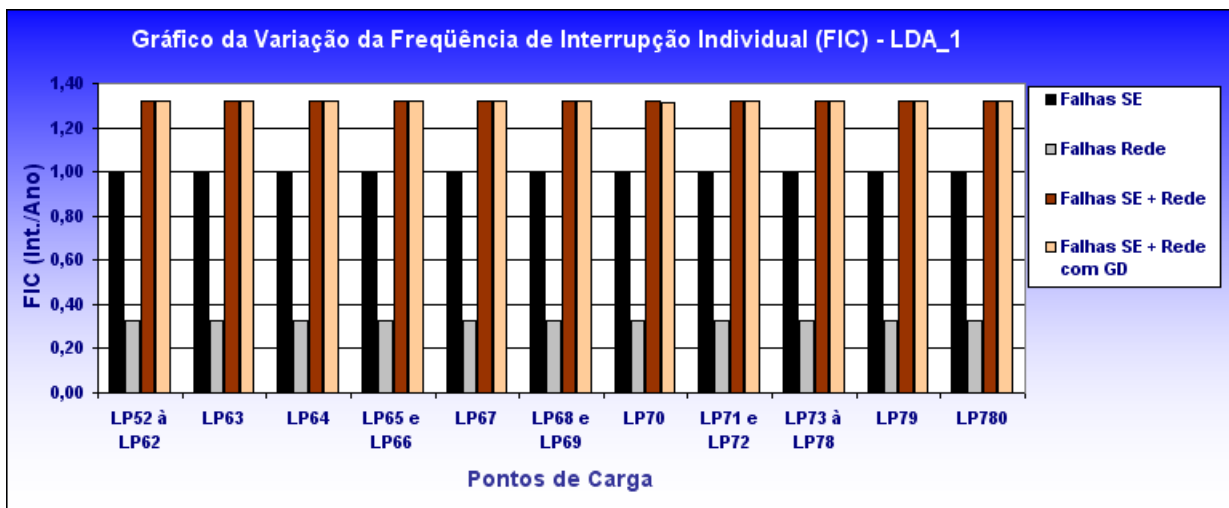


Figura 5.61: Gráfico dos comparativos da Frequência de Interrupção Individual (FIC) - LDA_2.

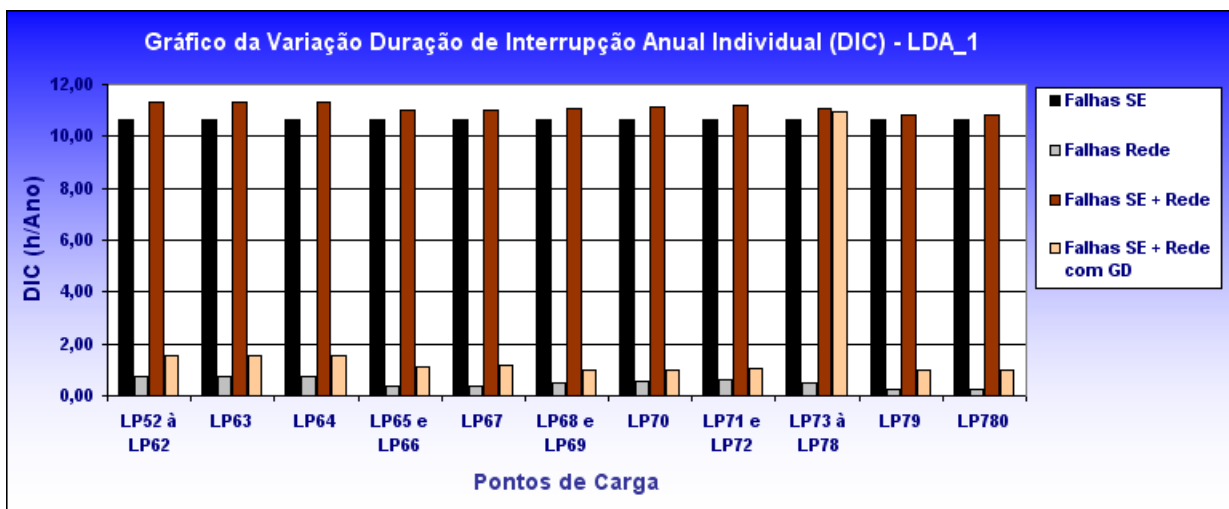


Figura 5.62: Gráfico dos comparativos da Duração de Interrupção individual (DIC) - LDA_2.

Tabela 5.39: Resultados dos índices de Conjunto da LDA_2.

Falhas Consideradas	FEC (int/ano)	DEC (h/ano)	ENS (kWh/ano)	CENS (\$/ano)
Na SE	0,9979	10,6309	22312,69	99652,26
Na Rede	0,3291	0,6917	1263,77	7118,66
Na SE e Rede	1,3193	11,2911	23509,23	107415,90
Na SE e Rede com GD	1,3170	2,4814	6305,70	31040,92

Tabela 5.40: Número de anos simulados para cada configuração avaliada - LDA_2.

Falhas na SE	Falhas na Rede	Falhas na SE e na Rede	Falhas na SE e na Rede com GD
8800	113100	7000	23700

Tabela 5.41: Resultados dos índices individuais da LDA_3

Pto Carga	Falhas Consideradas	FIC (int/ano)	Tempo de Reparo (h)	DIC (h/ano)	DMIC (h/ano)	NDMIC (Ult./ano)	ENS (kWh/ano)	CENS (\$/ano)
LP81	SE	0,9979	10,6537	10,6309	8,5024	0,3843	25720,05	114870,10
	Rede	0,1885	5,0348	0,9492	0,9061	0,0254	2302,15	12912,83
	SE e Rede	1,1810	9,7603	11,5265	8,9242	0,4211	27888,71	128236,00
	SE e Rede com GD	1,1711	1,0471	1,2263	0,9873	0,0249	2973,52	15356,38

Tabela 5.42: Resultados dos índices de Conjunto da LDA_3.

Falhas Consideradas	FEC (int/ano)	DEC (h/ano)	ENS (kWh/ano)	CENS (\$/ano)
Na SE	0,9979	10,6309	25720,05	114870,10
Na Rede	0,1885	0,9492	2302,15	12912,83
Na SE e Rede	1,181	11,5265	27888,71	128236,00
Na SE e Rede com GD	1,171	1,2263	2973,52	15356,38

Tabela 5.43: Número de anos simulados para cada configuração avaliada - LDA_3.

Falhas na SE	Falhas na Rede	Falhas na SE e na Rede	Falha na SE e na Rede com GD
8800	113100	7000	23700

5.3.1 Conclusões Parciais 6

Com relação aos resultados obtidos, conforme mostrado nas tabelas e figuras desta seção, tira-se as seguintes conclusões:

a) Alimentador LDA_1

Como neste alimentador não há presença de geração distribuída, seus índices de confiabilidade ficam sujeitos apenas a consideração das falhas, assim observa-se um aumento dos índices quando se integra as falhas da Distribuição com as da Sub-Transmissão.

b) Alimentador LDA_2

Neste alimentador há presença de geração distribuída, a qual pertence a um produtor independente. Hoje este produtor exporta energia excedente ao sistema, formando paralelismo, mas não é permitida sua operação de forma ilhada. Pelos resultados obtidos nota-se o grande benefício aos índices de confiabilidade se este pudesse operar de forma ilhada, conforme mostram as Figuras 5.61 e 5.62. Com relação ao índice de energia não suprida há um ganho de 73% e com relação ao custo, admitindo-se que um gerador de 2,5MW (a diesel) tenha um custo de R\$ 0,34/kWh, sendo seu consumo de 450 litros/h e o custo do litro do diesel a R\$1,889, tem-se um custo de aproximadamente U\$ 5.900,00 (aproximadamente R\$12.000) e comparando com o custo da energia não consumida, nota-se uma economia considerável.

c) Alimentador LDA_3

Da mesma forma que no alimentador LDA_2, há um benefício considerável para os índices de confiabilidade, que neste caso são realmente atingidos, pois há somente um consumidor neste alimentador que é o próprio produtor independente, logo em caso de falta de energia seu suprimento é mantido pelo gerador local.

CAPÍTULO 6

Conclusões Finais

Este trabalho de tese consistiu no desenvolvimento de uma metodologia para avaliação dos índices de confiabilidade de sistemas de Distribuição, integrados a sistemas de Sub-Transmissão, considerando a presença da Geração Distribuída. Pode-se destacar algumas contribuições mais relevantes/importantes:

- 1 - O desenvolvimento de uma metodologia capaz de avaliar de forma cronológica os índices de confiabilidade em sistemas de Distribuição integrados a sistemas de Sub-Transmissão, sem limitações quanto à simultaneidade de falhas em qualquer ponto da rede de distribuição, dentro ou fora da subestação.
- 2 - A determinação dos índices de confiabilidade com a representação da variação cronológica e não cronológica da carga, a qual pode ser modelada sem limitações quanto ao número de estados.
- 3 - A obtenção da curva cronológica da carga dos transformadores de distribuição a partir dos consumos medidos nos consumidores.
- 4 - A consideração da presença da Geração Distribuída de diferentes tecnologias, principalmente as baseadas em fontes não convencionais de energia, modeladas considerando-se a incerteza da fonte de energia primária.
- 5 - A exploração de diferentes modelos para representar a intermitência de suprimentos de usinas eólicas a partir da série temporal de velocidade do vento.

6 - A exploração de políticas operativas em relação à GD considerando corte de carga em possíveis ilhamentos ou transferência de carga por chave de recurso.

De acordo com os resultados obtidos verifica-se a grande necessidade de se ter uma boa representação das potências fornecidas pelas unidades de geração distribuída, principalmente aquelas cujas fontes primárias são de natureza intermitente, como é o caso dos geradores eólicos. A representação destas fontes por múltiplos estados permite uma simulação mais próxima da realidade, mostrando que a geração eólica em operação ilhada não tem um bom desempenho quando comparado aos geradores convencionais, uma vez que sua geração é função de disponibilidade de vento e este fato pode não ficar bem evidenciado em uma modelagem a poucos estados.

Os estudos realizados possibilitaram uma avaliação tanto elétrica quanto econômica, de forma mais realista, o que hoje é imprescindível para os investimentos no setor elétrico, principalmente sob a ótica de mercado de energia.

A avaliação integrada do sistema de Distribuição e Sub-Transmissão com a presença de geração distribuída utilizando o modelo desenvolvido, mostrou a influência significativa das falhas na Sub-Transmissão nos índices de confiabilidade da Distribuição e também a contribuição significativa das unidades de GD na redução dos índices, dando para a geração convencional uma maior contribuição, conforme observado nos resultados do sistema real, onde um produtor independente produziu uma redução de 73% no índice de energia não suprida.

Quanto ao posicionamento da GD na rede, observa-se que a GD quando conectada ao barramento da subestação, necessita de uma capacidade grande de potência (devido ao critério adotado para o ilhamento) e que esta seja capaz de manter-se por um período significativo de tempo, já que o ilhamento somente acontecerá por falha da Sub-Transmissão ou de algum equipamento interno a subestação que por ventura possibilite a operação ilhada, e estas interrupções normalmente apresentam duração significativa. Por outro lado as alterações nos sistemas de proteção tornam-se menores pois o fluxo de potência permanece no mesmo sentido. Para a GD conectada ao longo da rede observa-se que mesmo com uma capacidade pequena pode-se ter um benefício significativo, quando se utiliza geradores convencionais, e menos significativos com geradores eólicos. Por outro lado as alterações no sistema

de proteção tornam-se maiores, pois poderá haver inversão do fluxo de potência nos barramentos.

Outro fator importante considerado foi a forma de representação da carga, que também influencia o valor de energia interrompida e o seu custo. O método de obtenção da curva de carga utilizado depende muito da organização do cadastro da empresa e requer um investimento alto na realização da campanha de medidas. No entanto, a metodologia desenvolvida neste trabalho pode ser utilizada com curvas de carga diretamente fornecidas em base horária, onde se pode explorar diferentes maneiras de se representar a demanda dos consumidores.

Apesar do sistema teste e do sistema real utilizados serem simples em comparação com os sistemas de distribuição reais extensos, a estrutura de dados utilizada permite simulações em qualquer rede com os mais diversos equipamentos de proteção e manobra. O trabalho realizado até o momento teve uma aplicação acadêmica, podendo ser estendido a qualquer sistema de distribuição real de grande porte, desde que se tenha os dados.

Como a operação ilhada será precedida de vários estudos técnicos na rede, de forma que os ilhamentos sejam intencionais e limitados a certas regiões, o modelo desenvolvido tem capacidade de se adaptar a qualquer esquema operativo, desde que sejam tomadas as devidas providências no sentido de garantir os ilhamentos possíveis. Isto pode ser feito, por exemplo, bloqueando a abertura de alguns equipamentos de proteção e/ou manobra.

6.1 Trabalhos Futuros

Estabelecendo como ponto de partida a presente metodologia, serão apresentadas abaixo algumas sugestões de desenvolvimento de trabalhos futuros, a fim de dar continuidade a pesquisa:

- 1 - Não foi dado muita importância ao tempo de simulação, pois o estudo era direcionado para o planejamento da distribuição onde existe uma tolerância um pouco maior do que na operação. Com a utilização do sistema real onde as dimensões da rede e o número de pontos de carga aumentaram de forma significativa, verificou-se a necessidade de minimizar o tempo de processamento, pois

passou da casa de minutos para a casa de horas de processamento. Algumas ações foram tomadas, mas ainda pode-se buscar modificações tanto em caráter de desenvolvimento quanto de execução para diminuir o tempo de processamento. Por exemplo, o processamento paralelo poderá ser adotado, já que os computadores atuais já contém mais de um núcleo.

- 2 - A dificuldade de se obter dados para levantar a curva de demanda dos consumidores em base horária indica a necessidade de explorar outras formas de representatividade da mesma, mantendo a cronologia do tempo. Assim novos testes precisam ser realizados de forma a avaliar outros modelos para a carga, como por exemplo, utilizar a demanda média mensal, representar a curva diária com patamares de demanda diferenciada pelo período de ponta e fora de ponta, trabalhar com uma representação “Fuzzy” para a carga do transformador, dentre outras.
- 3 - Incluir a possibilidade de falhas dos equipamentos de proteção e manobra, de forma a verificar a influência das mesmas nos índices de confiabilidade.
- 4 - Explorar a metodologia desenvolvida para avaliar a influência das manutenções programadas nos índices de confiabilidade, possibilitando ao gerente de manutenção programar a execução da mesma, de forma a contribuir o mínimo para o aumento dos índices.
- 5 - Incluir outros modelos de geração baseadas em fontes não convencionais de energia, tais como fotovoltaica, célula combustível, etc.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CCEE, “A reestruturação do setor elétrico brasileiro,” *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica*: <http://www.mae.org.br/mercado/historico/index.jsp>.
- [2] ANEEL, “Lei 10438 - estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica,” *Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL*, Julho 1995.
- [3] ANEEL, “Decreto 2003 - regulamenta a produção de energia elétrica por produtor independente e por autoprodutor e dá outras providências,” *Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL*, Setembro 1996.
- [4] ANEEL, “Resolução 024 - estabelece as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras,” *Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL*, Janeiro 2000.
- [5] ANEEL, “Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - prodist,” *Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL*, 30 de Agosto de 2006.
- [6] ANEEL, “Lei 10.438 - dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica (proinfra),” *Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL*, Março 2002.

- [7] ANEEL, “Superintendência de fiscalização dos serviços de geração - SFG,” http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Geral_das_Usinas_mar_2007.pdf, 15 março 2007.
- [8] A.MANZONI, “Desenvolvimento de um sistema computacional orientado a objetos para sistemas elétricos de potência: Aplicação a simulação rápida e análise de estabilidade de tensão,” *Tese de Doutorado - COPPE/UFRJ*, Março 2005.
- [9] R.BILLINTON and R.N.ALLAN, “Reliability evaluation of power systems,” *Second Edition - Edit. Plenum*, 1996.
- [10] M.T.SCHILLING, R.BILLINGTON, A.M.LEITE DA SILVA, and M.A.TIKADI, “Bi-bliography on composite system reliability,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 4, No. 3, August 1989.
- [11] ENEL, “The Monte Carlo method in planning electrical systems,” *Studie Ricerche*, no. 22, (in italian), August 1971.
- [12] P.L.NOFLERY, L.PARIS, and L.SALVADERI, “Monte Carlo method for power system reliability evaluation in transmission and generation planning,” *Proceedings Annual Reliability and Maintainability Symp., Washington D.C., IEEE*, 1975.
- [13] U.P.CLANCY, G.GROSS, and F.F.WU, “A decomposition-Monte Carlo approach for multi-area reliability calculations,” *Proc. 7th PSCC, Lausanne*, pp. 261-269, July 1981.
- [14] S.L.CRESS, “Statistical analysis of power systems using the adjoint and monte carlo methods,” *Proc. of the First Int. Symp. on Probabilistic Methods Applied to Electric Power Systems*, edited by S.Krishnasamy, Pergamon Press, Oxford, pp. 203-212, 1981.
- [15] M.A.El-KADY, M. SOBKI, and N.K.SINHA, “Evaluation of the reliability of large-scale power systems using a monte carlo method,” *IEEE Electronicom 85, Toronto, Canada*, pp. 338-342, 1985.

- [16] K.B.GULLIANI, "A monte carlo method for simultaneous import capability planning," *Proc. of the 13th. Inter-RAM Conference for the Electric Power Industry, Syracuse*, June 1986.
- [17] U.BERTOLDI, L.SALVADERI, and S.SCALCINO, "Monte carlo approach in planning studies: An application to IEEE RTS," *IEEE Trans. on PWRs*, vol. *PWRs-3*, no.3., pp.1146-1154, August 1988.
- [18] M.T.SCHILLING, R.BILLINGTON, A.M.LEITE DA SILVA, and M.A.TIKADI, "Bi- bliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation," *IEEE Transactions on Power Systems, Systems*, Vol.14, No.1, February 1999.
- [19] A. J.C.O.MELLO, M.V.F.PEREIRA, "Discussion of bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 17, No.3,pp. 1318-1326, August 2002.
- [20] M.M.AHMAD, A.DEBS, and Y.WARDI, "Estimation of the derivatives of generation system reliability indices in monte carlo simulation," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 8, No. 4, pp.1448-1454, November 1993.
- [21] R.BILLINTON and L.GAN, "Monte carlo simulation model for multiarea generation system reliability studies," *Proc. IEE,140 Part C*, pp.532-538, 1993.
- [22] R.BILLINTON and L.WENYUAN, "A Monte Carlo method for multi area generation system reliability assessment," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 7, No. 4, pp.1487-1492, November 1992.
- [23] A.COOK and I.ROSE, "A Monte Carlo technique for computing the benefits arising from the interconnection of power systems," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 8, No. 3, pp.873-878, August 1993.
- [24] C.SINGH, T.P.CHANDER, and J.FENG, "Convergence characteristics of two monte carlo models for reliability evaluation of interconnected power systems," *Elect. Power Systems Research*, Vol. 28, No.1, pp. 1-9., 1993.

- [25] R.BILLINTON and L.WENYUAN, "Consideration of multi-state generating unit models in composite system adequacy assessment using monte carlo simulation," *Canadian Journal Elect. and Comp. Engin.*, Vol. 17, No. 1, pp.24-28, January 1992.
- [26] R.BILLINTON and A.SANKARAKRISHNAN, "Adequacy assessment of composite power systems with hvdc links using Monte Carlo simulation," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 9, No. 3, pp.1626-1633, August 1994.
- [27] N.GUBBALA and C.SINGH, "Models and considerations for parallel implementation of monte carlo simulation methods for power system reliability evaluation," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol.10, No.2, pp.779-787, May 1995.
- [28] A.SANKARAKRISHNAN and R.BILLINTON, "Sequential Monte Carlo simulation for composite power system reliability analysis with time varying loads," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol.10, No.3, pp.1540-1545, August 1995.
- [29] A.SANKARAKRISHNAN and R.BILLINTON, "Effective techniques for reliability worth assessment in composite power system network using monte carlo simulation," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol.11, No.3, pp. 1255-1261, August 1996.
- [30] R.BILLINTON and G.LIAN, "Monte Carlo approach to substation reliability evaluation," *Proc. IEE*, 194 Part C, Vol.11, No.3, pp.147-152, March 1993.
- [31] R.BILLINTON and G.LIAN, "Station reliability evaluation using a Monte Carlo approach," *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 8, NO. 3, pp.1239-1249, July 1993.
- [32] L. GOEL and R.BILLINTON, "Monte Carlo simulation applied to distribution feeder reliability evaluation," *Electric Power System Research Journal*, Vol. 29, No. 3, pp. 193-202, 1994.
- [33] J.C.O.MELLO, M.V.F.PEREIRA, and A.M.LEITE DA SILVA, "Evaluation of reliability worth in composite systems based on peseudo-sequential Monte Carlo simulation," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 3, August 1994.

- [34] R.BILLINTON and A.JONNAVITHULA, "Application of sequential Monte Carlo simulation to evaluation of distributions of composite system indices," *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 144, No. 2, March 1997.
- [35] R.BILLINTON and W.WANGDEE, "Delivery point reliability indices of a bulk electric system using sequential monte carlo simulation," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.21,no.1, january 2006.
- [36] R.BILLINTON and P.WANG, "Distribution system reliability cost/worth analysis using analytical and sequential simulation techniques," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 4, November 1998.
- [37] R.BILLINTON and P.WANG, "Teaching distribution system reliability evaluation using monte carlo simulation," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No. 2, May 1999.
- [38] P.WANG and R.BILLINTON, "Time sequential distribution system reliability worth analysis considering time varying load and cost models," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No. 3, July 1999.
- [39] Y.OU and L.GOEL, "Using monte carlo simulation for overall distribution system reliability worth assessment," *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib*, Vol. 146, No. 5, September 1999.
- [40] A.M.LEITE DA SILVA, W.F.SCHMITT, A.M.CASSULA, and C.E.SACRAMENTO, "Analytical and monte carlo approaches to evaluate probability distributions of interruption duration," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 20, No. 3, August 2005.
- [41] A.M.LEITE DA SILVA, A.M.CASSULA, L.C.NASCIMENTO, J. JR., C.E.SACRAMENTO, and A.C.R.GUIMARÃES, "Chronological monte carlo-based assessment of distribution system reliability," *9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems KTH, Stockholm, Sweden*, June 2005.

- [42] P.GIOSETTO and K.F.UTSOROGI, "Development of a new procedure for reliability modeling of wind turbine generators," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-102, No. 1, January 1983.
- [43] X.WANG, H.Z.DAI, and R.J.THOMAS, "Reliability modeling of large wind farms and associated electric utility interface system," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-102, No. 3, March 1984.
- [44] C.SINGH and Y.KIM, "An efficient technique for reliability analysis of power systems including time dependent sources," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.3, No. 3, August 1988.
- [45] R.BILLINTON and A.A.CHOWDHURY, "Incorporation of wind energy conversion system in conventional generation capacity adequacy assessment," *IEE Proceedings-C*, Vol. 139, No. 1, January 1992.
- [46] R.BILLINTON and S.ADZANU, "Adequacy and reliability cost/worth implications of nonutility generation," *IEEE Transactions on Energy Conversions*, Vol. 7, No. 1, March 1992.
- [47] F.C.SAYAS and R.N.ALLAN, "Generation availability assessment of wind farms," *IEE Proc-Gener. Transm. distrib.* Vol 143, No. 5, September 1996.
- [48] R.BILLINTON, H.CHEN, and R.GHAJAR, "A sequential simulation technique for adequacy evaluation of generation system including wind energy," *IEEE Transactions on Energy Conversions*, Vol. 11, No. 4, December 1996.
- [49] M.A.N.SILVEIRA, J.C.O.MELLO, and A.M.LEITE DA SILVA, "Avaliação do impacto de produtores independentes na confiabilidade de sistemas de geração e transmissão," *XV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, GPL/12, Outubro 1999.
- [50] CEPEL, "Análise de confiabilidade composta geração-transmissão de sistemas de hidrotérmicos," *Manual da Metodologia*, Março 1993.
- [51] A.P.LEITE, C.L.T.BORGES, and D.M.FALCÃO, "Probabilistic wind farms generation model for reliability studies applied to Brazilian sites," *IEEE Transac-*

- tions on Power Systems, *IEEE Power Engineering Society*, v.21, n.4, p.1493-1501, 2006.
- [52] P.WANG and R.BILLINTON, "Reliability benefit analysis of adding WTG to a distribution system," *ELSEVIER Electric Power Systems Research*, Vol. 57 No. 195-204, 2001.
- [53] P.WANG and R.BILLINTON, "Time-sequential simulation technique for rural distribution system reliability cost/worth evaluation including wind generation as alternative supply," *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib*, Vol. 148, No. 4, September 2001.
- [54] H.S.HUANG and C.T.CHIANG, "Reliability worth assessment of distribution system with large wind farm considering wake effect," *Power India Conference - IEEE*, 5 pp., April 2006.
- [55] S.S.DUTTAGUPTA and C.SINGH, "A reliability assessment methodology for distribution system with distributed generation," *9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems KTH, Stockholm, sweden*, June 2006.
- [56] S.CHAITUSANEY and A.YOKOYAMA, "Reliability analysis of distribution system with distributed generation considering loss of protection coordination," *Power Engineering Society General Meeting, 18-22, june 2006*.
- [57] A. FAZIO and C.RUSO, "Wind farm impact on distribution system reliability assessment including voltage regulation," *9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems KTH, Stockholm, Sweden*, June 2006.
- [58] A.C.NETO, M.G.DA SILVA, and A.B.RODRIGUES, "Impact of distribution generation reliability evaluation of radial distribution systems under network constraints," *9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems KTH, Stockholm, sweden*, June 2006.

- [59] C.L.T.BORGES, “Avaliação da confiabilidade composta de sistemas de potência em ambientes computacionais paralelos,” *Tese de Doutorado do Programa de Engenharia Elétrica, COPPE/UFRJ*, 1998.
- [60] D.C.MONTEGOMERY and G.C.RUNGER, “Estatística aplicada e probabilidade para engenheiros,” *Segunda Edição, LTC*, 2003.
- [61] C.C.B.CAMARGO, “Confiabilidade aplicada a sistemas de potência elétrica,” *LTC/ELETRORBRAS/FEESC*, 1981.
- [62] J.S.ROHATGI and V.NELSON, “Wind characteristics - an analysis for generation of wind power,” *1 ed., West Texas, Alternative Energy Institute*, 1994.
- [63] P.C.Silva, “Otimização dos parâmetros da distribuição de weibull,” *Coletânea de Artigos - Energias Solar e Eólica - Volume 1, CRESESB-CEPEL*, 2003.
- [64] R.ALLAN and R.BILLINTON, “Probabilistic assessment of power systems,” *IEEE Proceedings, Vol. 88, No. 02*, February 2002.
- [65] R.BILLINTON and R.N.ALLAN, “Reliability evaluation of engineering systems,” *Second Edition - Edit. Plenum*, 1992.
- [66] R.BILLINGTON and W.LI, “Reliability assessment of electric power system using monte carlo methods,” *Plenum Press, New York*, 1994.
- [67] W.EL-KHATTAN and M.M.A.SALAMA, “Distributed generation technologies, definitions and benefits,” *Electric Power Systems research. Elsevier-71*, 2004.
- [68] T.ACKERMANN, G.ANDERSSON, and L.SODER, “What is distributed generation?,” *International Symposium on Distributed Generation: Power Systems and Market Aspects. Estocolmo.Suécia*, June 2001.
- [69] INEE, “Instituto nacional de eficiência energética - geração distribuída (http://www.inee.org.br/down_loads/forum/notas%20sobre%20gd.pdf),” *Fórum de Cogeração*, julho 2001.
- [70] INEE, “Instituto nacional de eficiência energética - geração distribuída e conexão ao sistema elétrico (<http://www.inee.org.br/>)”

- down_loads/forum/res281_proposta_alteracao_inee_01_04.pdf),” *Forum de Co-Geração e Geração Distribuída*, Março 2002.
- [71] ANEEL, “Resolução 281 - estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica,” *Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL*, Novembro 1999.
- [72] T.ACKERMANN, G.ANDERSON, and L.SODER, “Distributed generation: A definition,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 16, No. 37, June 2001.
- [73] E.E.S.LORA and J.HADDAD, “Geração distribuída - aspectos tecnológicos, ambientais e institucionais,” *Editora Interciência*, Janeiro 2006.
- [74] ANEEL, “Atlas de energia elétrica do brasil,” *Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL*, 2002-a.
- [75] “California energy commission - public interest energy research (pier),” *www.energy.ca.gov*, dezembro 2002.
- [76] C.L.T.BORGES and J.P.GALVÃO, “Avaliação da influência de geração eólica na confiabilidade de sistemas de potência,” *XVIII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Vol. CDROM. p.1-6, 2005.
- [77] C.L.T.BORGES and D.M.FALCÃO, “Planning and operation of distribution systems in the presence of dispersed generation,” *CIGRÉ Symposium on Power Systems with Dispersed Generation*, Vol. CDROM. p.1-8, 2005.
- [78] C.L.T.BORGES, A.MANZONI, Z. JR., and D.M.FALCÃO, “Otimização do planejamento e operação de sistemas de energia elétrica na presença de geração distribuída,” *IX SEPOPE - Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*, Vol. CDROM. p.1-6, 2004.
- [79] R.E.BROWN and L.A.FREEMAN, “Analyzing the reliability impact of distributed generation,” *Proceedings of the IEEE Summer Meeting*, pp. 1013-1018, July 2001.

- [80] P.P.BAKER, "Determining the impact of distributed generation on power systems: Part 1-radial distribution systems," *Proceedings of IEEE PES Summer Meeting, Vol.3, pp. 1645-1656*, 2000.
- [81] A.P.LEITE, "Modelos de fazendas eólicas para estudo de confiabilidade," *Tese de Doutorado do Programa de Engenharia Elétrica, - COPPE/UFRJ*, Abril de 2006.
- [82] W.S.ANDRADE, "Estimação de curvas de carga de consumidores de distribuição utilizando redes neurais e lógica fuzzy," *Tese de Mestrado - COPPE/UFRJ*, Agosto 2002.
- [83] G.X.LUO and A.SEMLYEN, "Efficient load flow for large weakly meshed networks," *IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 5, No. 4*, November 1990.
- [84] R.BILLINTON and P.WANG, "Distribution system reliability cost/worth analysis using analytical and sequential simulation techniques," *IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 13, No. 4*, November 1998.
- [85] ANEEL, "Resolução 505 - estabelece as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente," *Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL*, Novembro 2001.
- [86] ANEEL, "Resolução 676 - altera dispositivos e procede ajustes na Res.505, de 26/11/2001," *Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL*, Dezembro 2003.
- [87] A.M.LEITE DA SILVA, A.M.CASSULA, R.BILLINTON, and L.H.F.MANSO, "Integrated reliability evaluation of generation, transmission and distribution systems.," *IEE Proceedings, Part C, Vol.149, No.1, pp.1-6*, 2000.
- [88] R.N.ALLAN, R.BILLINTON, I.SJARIEJ, L.GOEL, and K.S.SO, "A reability test system for education purposes - basic distribution system data and results," *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 2*, May 1991.
- [89] "Reliability test system," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98, No.6.*, Dez. 1979.

- [90] C.-C. de Pesquisas de Energia Elétrica, “NH2-sistema computacional para análise probabilística e avaliação de confiabilidade de sistemas elétricos,” *Versão 8.0-P0*, dezembro 2006.
- [91] S.G.PUNTAR, “Métodos e visualização de agrupamentos de dados,” *Dissertação de Mestrado - COPPE/UFRJ*, 2003.
- [92] L.GOEL, R.BILLINTON, and R.GUPTA, “Basic data and evaluation system reliability worth,” *IEEE Western Canada Conference on Computer, Power and Communications System in Rural Environment*, *Pag.271-277*, May 1991.
- [93] A.R.Ribeiro, “Estudo da confiabilidade do sistema elétrico do Estado do Rio de Janeiro,” *Trabalho de Conclusão de Curso - Graduação em Engenharia Elétrica/UFRJ*, Setembro 2005.

APÊNDICE A

Dados dos Sistemas de Distribuição

A.1 Descrição da Estrutura da Rede

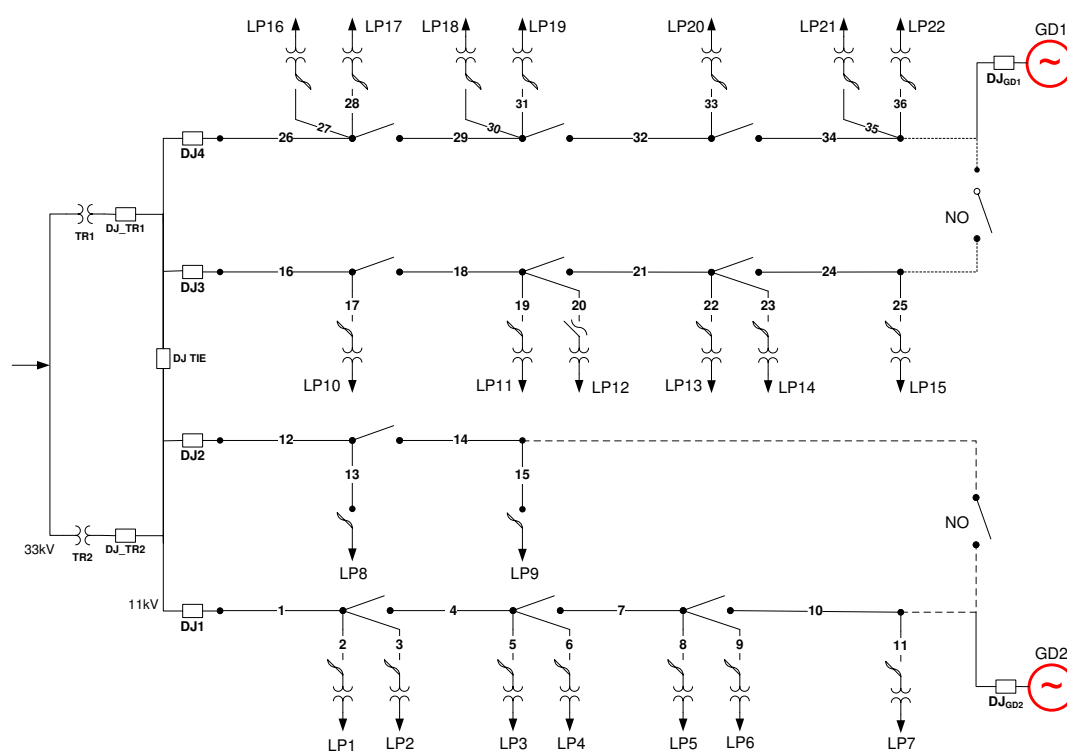


Figura A.1: Sistema de distribuição (RTBS2) com a inclusão da Geração distribuída.

Tabela A.1: Dados dos consumidores do sistema RBTS2 (tipo, quantidade e carga)

Pontos de Carga	Tipo de Consumidores	Carga Méd. por Pto. Carga (MW)	Carga Max. por Pto. Carga (MW)	Número de Consumidores por Pto. de Carga
1-3,10,11	Residencial	0,5350	0,8668	210
12,17-19	Residencial	0,4500	0,7291	200
8	Industrial	1,0000	1,6279	1
9	Industrial	1,1500	1,8721	1
4,5,13,14	Cons. Público	0,5660	0,9167	1
20,21	Cons. Público	0,5660	0,9167	1
6,7,15	Comercial	0,4540	0,7500	10
16,22	Comercial	0,4540	0,7500	10
TOTAL		12,291	20,000	1908

Tabela A.2: Dados dos custos de interrupção em \$/kW para os tipos de consumidores definidos na Tab.A.1

Duração (min)	Tipo de Consumidores			
	Industrial	Comercial	Residencial	Poder Público
1	1,625	0,381	0,001	0,044
20	3,868	2,969	0,093	0,369
60	9,085	8,552	0,482	1,492
240	25,163	31,317	4,914	6,558
480	55,808	83,008	15,690	26,040

Tabela A.3: Dados das seções dos alimentadores do sistema Figura A.1

Comprimento (km)	Núm. de Seção do Alimentador
0,60	2,6,10,14,17,21,25,28,30,34
0,75	1,4,7,9,12,16,19,22,24,27,29,32,35
0,80	3,5,8,11,13,15,18,20,23,26,31,33,36

Tabela A.4: Dados de confiabilidade para os componentes da Figura A.1

Componente	Taxa de Falha (Int./ano)	Tempo Reparo (horas)	Tempo de Substituição (horas)	Tempo de Chaveamento (horas)
Transformadores 11/0,22 kV	0,015	200	10	1
Linhas 11 kV	0,065	5	-	1

Nota.: As taxas de falhas das linhas e cabos da Tabela A.4 são dadas em Int/ano-km.

Tabela A.5: Índice de confiabilidade da barra de 11 kV.

Componente	Taxa de Falha (Int./ano)	Tempo Reparo (horas)	Tempo de Indisponibilidade (horas/ano)
BUS 2	5.600×10^{-2}	1.04	5.801×10^{-2}

A.2 Arquivo de Entrada de Dados

O arquivo de dados do sistema é do formato texto conforme mostra a Figura A.2, onde, devido ao tamanho do arquivo foi colocado apenas o alimentador 2.

```

1 DSEE:      Novo Estudo.
2 -----
3 ---      SE_RBTS_2 ---
4 -----
5 SUBS:      1;      SE_RBTS_2.
6 BARR:      100;      BarraAT;      33.
7 STAT:      1.000000;      0.0000.
8 DFIM
9 DISJ:      100;      1;      ;      DJ_SE.
10 STAT:aberto.
11 DFIM
12 TRAF:      1;      2;      1;      TR1;      11/      33.
13 MODL:      Transformador#Mdl:Pi.
14 PARM:(      R);;(      X);;(      tap)*;(      L)*;
15 ....      0.100;      0.100;      1.0000;      0.0000;
16 PARM:(      r)*;
17 ....      0.0000;
18 DFIM
19 TRAF:      1;      3;      1;      TR2;      11/      33.
20 MODL:      Transformador#Mdl:Pi.
21 PARM:(      R);;(      X);;(      tap)*;(      L)*;
22 ....      0.100;      0.100;      1.0000;      0.0000;
23 PARM:(      r)*;
24 ....      0.0000;
25 DFIM
26 DISJ:      2;      4;      ;      DJ_SE1_TR1.
27 STAT:fechad.
28 DFIM
29 DISJ:      3;      4;      ;      DJ_SE1_TR2.
30 STAT:fechad.
31 DFIM
32 ALIM:      4;      AL_DJ2.
33 BASE:      100.00;      11.00.
34 PARM:      0.0000;      0.0000;      0.0000;      0.0000;      0.0000;      30000.0000;
35 PAR2:      0.0000;      1.0000;
36 DISJ:      4;      6;      DJ_AL2.
37 STAT:fechad.
38 PARM:      0.00;      0.0;      0.00000;      0.00.
39 DFIM
40 RAML:      6;      7;      Trecho12.
41 COND:4/0 CAA      ;      750.00;      L(m)
42 CONF:      0.04875;      5.00000;      0.00000.      λ (int/ano) r (h/ano)
43 PREV:      0.0;      0.0;      0.0;      0.0.
44 DFIM
45 FUSV:      7;      8;      Fus_LP8.
46 STAT:fechad.
47 PARM:      0.00;      0.0;      0.00000;      0.00.
48 DFIM
49 RAML:      8;      9;      Trecho13.
50 COND:4/0 CAA      ;      800.00;
51 CONF:      0.05200;      5.00000;      0.00000.
52 PREV:      0.0;      0.0;      0.0;      0.0.
53 DFIM
54 SECC:      7;      10;      Sec1_AL_DJ2.
55 STAT:fechad.
56 PARM:      1.00;      0.0;      0.00000;      0.00.
57 DFIM
58 RAML:      10;      11;      Trecho14.
59 COND:4/0 CAA      ;      600.00;
60 CONF:      0.03900;      5.00000;      0.00000.
61 PREV:      0.0;      0.0;      0.0;      0.0.
62 DFIM
63 FUSV:      11;      12;      Fus_LP9.
64 STAT:fechad.
65 PARM:      0.00;      0.0;      0.00000;      0.00.
66 DFIM
67 RAML:      12;      13;      Trecho15.
68 COND:4/0 CAA      ;      800.00;
69 CONF:      0.05200;      5.00000;      0.00000.
70 PREV:      0.0;      0.0;      0.0;      0.0.
71 DFIM
72 SECC:      11;      35;      SecNO_DJ1_DJ2.
73 STAT:aberto.
74 PARM:      0.00;      0.0;      0.00000;      0.00.
75 DFIM
76 CARG:      9;      -S-      -fd- LP8.      -fp-      -Np-      -Clnt-      -Pr-      -Cj-
77 PARM:      1000.0000;      1.0000;      1.0000;      1;      85.00000;      0.00000;      0.00000;
78 PTOS:      tempo      custo
79 ....      1.0000      1.6250
80 ....      20.0000      3.8680
81 ....      60.0000      9.0850
82 ....      240.0000      25.1630
83 ....      480.0000      55.8080
84 DFIM
85 DFIM
86 CARG:      13;      LP9.
87 PARM:      1150.0000;      1.0000;      1.0000;      1;      85.00000;      0.00000;      0.00000;
88 PTOS:      tempo      custo
89 ....      1.0000      1.6250
90 ....      20.0000      3.8680
91 ....      60.0000      9.0850
92 ....      240.0000      25.1630
93 ....      480.0000      55.8080
94 DFIM
95 DFIM
96 DFIM
97 DFIM
98 DFIM

```

Figura A.2: Arquivo de Entrada de Dados - Alimentador 2.