

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
ELÉTRICA**

Fernanda Zardo

**METODOLOGIA DE ANÁLISE DE CONFIABILIDADE EM
REDES ATIVAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica
Orientador: Prof. D.Sc. Ildemar Cassana Decker
Coorientador: Prof. Dr. Marcelo Menezes Reis

Florianópolis

2014

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária
da UFSC.

Zardo, Fernanda

Metodologia de Análise de Confiabilidade em Rede de Distribuição Ativas / Fernanda Zardo ; orientador, Ildermar Cassana Decker ; co-orientador, Marcelo Menezes Reis. - Florianópolis, SC, 2014.

162 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Inclui referências

1. Engenharia Elétrica. 2. Rede de Distribuição. 3. Microrredes. 4. Confiabilidade. 5. Simulação de Monte Carlo. I. Cassana Decker, Ildermar. II. Menezes Reis, Marcelo. III. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

Fernanda Zardo

**METODOLOGIA DE ANÁLISE DE CONFIABILIDADE EM
REDES ATIVAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de “Mestre em Engenharia Elétrica”, e aprovada em sua forma final pelo Programa Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.

Florianópolis, 26 de Fevereiro de 2014.

Prof. Patrick Kuo-Peng, Dr.
Coordenador do Curso

Ildemar Cassana Decker D.Sc.
Orientador

Banca Examinadora:

Marcelo Menezes Reis, Dr.
Coorientador
Universidade Federal de Santa Catarina

Diego Issicaba, Ph.D
INESC Brasil P&D

Hans Helmut Zürn, Ph.D
Universidade Federal de Santa Catarina

Mauro Augusto da Rosa, Ph.D
Universidade Federal de Santa Catarina

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos professores Ildemar Cassana Decker e Marcelo Menezes Reis pela orientação deste trabalho.

Aos professores Mauro Augusto da Rosa e Hans Helmut Zurn e ao pesquisador Diego Issicaba por aceitarem participar da banca examinadora deste trabalho.

Aos professores e colegas do LabPlan e Labspot e à equipe do projeto MicroGer pelos ensinamentos, conselhos, conversas e por contribuições para a realização deste trabalho.

À professora Andréa Lucia Costa, que me apresentou a possibilidade de fazer o mestrado e me motivou a realizar este curso.

Aos queridos: Andressa, Luci, Janio, Éder, Auri, Ju, Luís, Icaro e Ricardo pela amizade e risadas.

Ao Arthur, por todos os momentos que estive ao meu lado e com muito amor, paciência e compreensão, me ajudou a enfrentar os desafios.

Aos meus familiares, meu pai Darci e minha mãe Eda, por serem e me darem o melhor que podem. À minha pequena irmã, Ana, por trazer mais alegria à minha vida. À Iara, minha irmã-amiga, pelo amor incondicional.

A todos que, de maneira direta ou indireta, contribuíram para a realização deste trabalho, obrigada.

RESUMO

Este trabalho apresenta uma metodologia de estimação de indicadores de confiabilidade para a rede de distribuição ativa. Entende-se por rede de distribuição ativa qualquer rede de energia que contenha Geração Distribuída, Micro ou Minigeração com possibilidade de formação de Microrrede.

Para estimação dos indicadores de confiabilidade, neste trabalho, é empregada uma metodologia estocástica denominada Simulação de Monte Carlo Sequencial – SMCS. Essa ferramenta é capaz de simular a ocorrência de eventos no sistema de forma temporal e cronológica, além disso, permite a representação da aleatoriedade das variáveis do problema.

Para a representação das fontes de geração de energia foram utilizados quatro modelos. As fontes de geração despacháveis são representadas através do Modelo CON. As fontes intermitentes, como eólica, através dos Modelos EOLI e EOLII, e solar fotovoltaica, através do Modelo FTV. Os modelos CON e EOLI são baseados em processos markovianos a dois ou múltiplos estados. Enquanto nos modelos EOLII e FTV os parâmetros de saída são obtidos diretamente de curvas características e a potência é discretizada no tempo. Foi considerado também o acoplamento de armazenadores de energia para formar as Microrredes.

Nos modelos desenvolvidos as fontes de geração podem ter sua potência nominal com valores a partir de centenas de kW até poucos MW. Quanto ao nível de tensão, os geradores podem ser instalados tanto na média como na baixa tensão. Outras ferramentas de análise, tais como, verificação do perfil de tensão e eliminação de cargas, são aplicadas nas simulações. Para análise de perfil de tensão é realizado o estudo de fluxo de potência com formulação via injeção de corrente e solução através do método de Newton-Raphson.

A validação da metodologia e modelos é realizada através de simulações em dois sistemas teste diferentes: um sistema teste típico do IEEE e em um sistema realístico de uma concessionária do sul do Brasil.

Os resultados deste trabalho mostram que a presença das Microrredes podem trazer melhorias aos indicadores de confiabilidade do sistema.

Palavras-chave: Rede de Distribuição Ativa. Microrredes. Confiabilidade. Simulação de Monte Carlo Sequencial

ABSTRACT

This paper presents a methodology for estimation of reliability indicators for active distribution networks. Active distribution networks are any distribution networks that contain Distributed Generation, Microsources or Minisources and can operate as a Microgrid.

The estimation of reliability indicators employs a stochastic methodology named Sequential Monte Carlo Simulation – SMCS. The SMCS is able to simulate the occurrence of events in the temporal and chronological system and represent the randomness of the variables of the problem.

Four models were developed to represent the sources of energy generation. The sources of dispatchable generation are represented through the CON model. The intermittent sources such as wind, are represented through EOLI and EOLII models and solar photovoltaic, through the FTV model. The CON and EOLI models are based on Markovian two or multiple states processes. In EOLII and FTV models the output parameters are obtained directly from curves and power is discretized in time. The coupling of energy storage to form Microgrids was also considered.

Generating sources can be modeled with power from hundreds of kW to few MW. The generators can be installed in medium and in low voltage. Analysis of the voltage profile and disposal loads are applied in the simulations. To analyze the voltage profile is applied the power flow study with current injection formulation which is solved by the Newton - Raphson method.

The validation of the methodology and generation models is conducted through simulations on two different test systems: a typical test system from the IEEE and in a realistic system of a utility in southern Brazil.

The results of this study show that the presence of Microgrids can bring improvements to the indicators of reliability of the system, with emphasis on Energy Not Supplied - ENS.

Keywords: Active Distribution Network. Microgrids. Reliability. Sequential Monte Carlo Simulation

LISTA DE FIGURAS

Figura 2-1 – Sistema Elétrico de Potência (ABRADEE, 2013).....	25
Figura 2-2 – Rede de Distribuição (TELECO, 2013)	26
Figura 2-3 – Microrrede (ROCHA 2010)	28
Figura 2-4 – Microturbina a gás de 30kW (ANDRADE, 2007)	32
Figura 2-5 – Célula Combustível residencial de 1 a 10kW (ANDRADE, 2007)	33
Figura 2-6 – Exemplos de Turbinas Eólicas (CBEE, 2003).....	35
Figura 2-7 - Planta Piloto de Geração Fotovoltaica instalada na sede da ELETROSUL (ELETROSUL, 2013)	37
Figura 2-8 – Diagrama de aplicação de uma SMES (DELGADO, SARAIVA E ALMEIDA, 2013).....	42
Figura 3-1: Evolução dos níveis hierárquicos do sistema de potência (ROSA, 2009).....	56
Figura 3-2 – Formação de Blocos em um Alimentador (ANDRADE, 2007)	59
Figura 3-3 – Diagrama de espaço de estado de um componente (GUIMARÃES, 2006).....	60
Figura 3-4 – Série Sintética Operação/Falha de um componente (GUIMARÃES, 2006).....	61
Figura 3-5 – Representação de uma variável aleatória	64
Figura 3-6 – Função de distribuição binomial	67
Figura 3-7 – Função de distribuição uniforme.....	68
Figura 3-8 – Função de distribuição exponencial	68
Figura 4-1 – Curva de probabilidade acumulada <i>versus</i> disponibilidade de geração (ANRADE, 2007).....	75
Figura 4-2 – Diagrama de transição dos estados operativos para sistema com duas turbinas eólicas (LEITE, 2005)	76
Figura 4-3 – Curva característica Potência <i>versus</i> Velocidade do Vento de uma turbina eólica (LEITE, 2005).....	76

Figura 4-4 – Cadeia de Markov para a representação da velocidade do vento (LEITE, 2005)	77
Figura 4-5 – Série temporal da velocidade do vento – Estação Nordeste (LEITE, 2005)	77
Figura 4-6 – Diagrama de transição de estados para combinação dos modelos de turbina eólica e velocidade de vento (LEITE, 2005)	78
Figura 4-7 – Curva de distribuição da probabilidade acumulada da disponibilidade de potência (LEITE, 2005).....	79
Figura 4-8 – Obtenção da velocidade do vento V_i para o tempo T_i (ANDRADE, 2007).....	80
Figura 4-9 – Obtenção da potência gerada P_i no instante T_i (ANDRADE, 2007).....	80
Figura 4-10 – Obtenção do número de geradores disponíveis N_i no instante T_i (ANDRADE, 2007).....	81
Figura 4-11 – Obtenção da radiação solar IC_i para o tempo T_i	82
Figura 4-12 – Obtenção da potência gerada P_i no instante T_i	83
Figura 4-13 – Simulação de Monte Carlo Sequencial – Fluxograma Geral.....	88
Figura 4-14 – Determinação do Vetor dos Blocos Afetados	89
Figura 4-15 – Determinação do Vetor dos Blocos Recuperados	90
Figura 4-16 – Análise da Chave de Interligação NA	90
Figura 4-17 – Determinação da Potência Gerada	92
Figura 4-18 – Determinação Potência Gerada para modelo EOLII	92
Figura 4-19 – Determinação da Potência Gerada pelo modelo FTV	93
Figura 4-20 – Análise da Formação de Microrrede	93
Figura 4-21 – Atualização dos Tempos de Falha.....	94
Figura 4-22 – Registro das Falhas	94
Figura 4-23 – Diagrama de grafos do sistema exemplo de 5 nós	97
Figura 5-1 – Sistema Teste RBTS2 – IEEE (ANDRADE, 2007).....	102

Figura 5-2 – Sistema Teste RBTS – Barra 2 representado por Blocos (ANDRADE, 2007)	103
Figura 5-3 - Sistema Teste RBTS2 Com Microrredes	104
Figura 5-4 – Valores médios para DEC – simulações caso de estudo 1	114
Figura 5-5 – Valores médios para FEC – simulações caso de estudo 1	114
Figura 5-6 – Valores médios para ENS – simulações caso de estudo 1	114
Figura 5-7 – Redução % dos indicadores em relação ao caso base – simulações com GD	118
Figura 5-8 – Redução percentual entre as simulações COM e SEM armazenadores de energia	119
Figura 5-9 – Esquema de ligação do sistema realístico	120
Figura 5-10 – Sistema realístico simplificado por blocos	121
Figura 5-11 – Valores médios dos indicadores para estudo de caso 2	123
Figura 5-12 – Valor percentual do DIC da <i>Simulação 3</i> em relação ao caso base	124
Figura 5-13 – Valor percentual do FIC da <i>Simulação 3</i> em relação ao caso base	125
Figura 5-14 – Valor percentual do ENS _i da <i>Simulação 3</i> em relação ao caso base	126
Figura B-1 – Resultados Simul. 1 – Estudo de caso 2 – DIC.....	149
Figura B-2 – Resultados Simul. 1 – Estudo de caso 2 – FIC	150
Figura B-3 – Resultados Simul. 1 – Estudo de caso 2 – ENS _i	151
Figura B-4 – Resultados Simul. 1 – Estudo de caso 2 – DMIC	152
Figura B-5 – Resultados Simul. 2 – Estudo de caso 2 – DIC.....	153
Figura B-6 – Resultados Simul. 2 – Estudo de caso 2 – FIC	154
Figura B-7 – Resultados Simul. 2 – Estudo de caso 2 – ENS _i	155
Figura B-8 – Resultados Simul. 2 – Estudo de caso 2 – DMIC	157
Figura B-9 – Resultados Simul. 3 – Estudo de caso 2 – DIC.....	158
Figura B-10 – Resultados Simul. 3 – Estudo de caso 2 – FIC	159
Figura B-11 – Resultados Simul. 3 – Estudo de caso 2 – ENS _i	160

Figura B-12 – Resultados Simul. 3 – Estudio de caso 2 – DMIC.....161

LISTA DE TABELAS

Tabela 2-1 – Vantagens e desvantagens das microturbinas (HADDAD; LORA, 2006).....	32
Tabela 3-1 – Limite de Continuidade por Unidade Consumidora (PRODIST, 2012).....	54
Tabela 4-1 – Probabilidade de disponibilidade de capacidade de geração (ANDRADE, 2007).....	75
Tabela 4-2 – Arranjo dos painéis fotovoltaicos em uma unidade geradora	84
Tabela 4-3 – Área e potência dos arranjos dos painéis fotovoltaicos.....	84
Tabela 4-4 – Exemplo de conectividade de um alimentador	97
Tabela 4-5 – Exemplo de conectividade com inversão dos elementos do ramal principal.....	98
Tabela 5-1 – Dados de Confiabilidade Sistema Teste IEEE – RBTS2	102
Tabela 5-2 – Dados típicos IEEE para parâmetros de rede	105
Tabela 5-3 – Parâmetros das Simulações realizadas no Caso de Estudo 1	106
Tabela 5-4 – Resultados da <i>Simulação 1</i> do Estudo de Caso 1.....	107
Tabela 5-5 – Resultados da <i>Simulação 2</i> do Estudo de Caso 1.....	107
Tabela 5-6 – Resultados da <i>Simulação 3</i> do Estudo de Caso 1.....	108
Tabela 5-7 – Resultados da <i>Simulação 4</i> do Estudo de Caso 1.....	108
Tabela 5-8 – Resultados da <i>Simulação 5</i> do Estudo de Caso 1.....	108
Tabela 5-9 – Resultados da <i>Simulação 6</i> do Estudo de Caso 1.....	109
Tabela 5-10 – Resultados da <i>Simulação 7</i> do Estudo de Caso 1.....	109
Tabela 5-11 – Resultados da <i>Simulação 8</i> do Estudo de Caso 1.....	109
Tabela 5-12 – Resultados da <i>Simulação 9</i> do Estudo de Caso 1.....	110
Tabela 5-13 – Resultados da <i>Simulação 10</i> do Estudo de Caso 1.....	110
Tabela 5-14 – Resultados da <i>Simulação 11</i> do Estudo de Caso 1.....	110
Tabela 5-15 – Resultados da <i>Simulação 12</i> do Estudo de Caso 1.....	111
Tabela 5-16 – Resultados da <i>Simulação 13</i> do Estudo de Caso 1.....	111
Tabela 5-17 – Resultados da <i>Simulação 14</i> do Estudo de Caso 1.....	111

Tabela 5-18 – Resultados da <i>Simulação 15</i> do Estudo de Caso 1	112
Tabela 5-19 – Resultados da <i>Simulação 16</i> do Estudo de Caso 1	112
Tabela 5-20 – Resultados da <i>Simulação 17</i> do Estudo de Caso 1	112
Tabela 5-21 – Resultados da <i>Simulação 18</i> do Estudo de Caso 1	113
Tabela 5-22 – Resultados da <i>Simulação 19</i> do Estudo de Caso 1	113
Tabela 5-23 – Resultados da <i>Simulação 20</i> do Estudo de Caso 1	113
Tabela 5-24 – Resultados caso de estudo 1 – ordenados do menor para o maior valor de DEC e FEC	115
Tabela 5-25 – Comparação entre os resultados para diferentes modelos de geração	117
Tabela 5-26 – Comparação entre simulações COM e SEM armazenador de energia	119
Tabela 5-27 – Configuração da geração para Estudo de Caso 2	121
Tabela 5-28 – Resultados da <i>Simulação 1</i> do Estudo de Caso 2	122
Tabela 5-29 – Resultados da <i>Simulação 2</i> do Estudo de Caso 2	123
Tabela 5-30 – Resultados da <i>Simulação 3</i> do Estudo de Caso 2	123
Tabela I-1 – Dados Técnicos da Turbina Eólica A	141
Tabela I-2 – Curva e potência da turbina eólica A para densidade do ar igual a 1,225 kg/m ³	141
Tabela I-3 – Dados da curva distribuição de probabilidade de disponibilidade de geração da turbina eólica A	142
Tabela II-1 – Dados de Carga do sistema RBTS2 - IEEE	145
Tabela II-2 – Comprimentos dos trechos do alimentador RBTS2 - IEEE	145
Tabela A-1 – Dados de confiabilidade dos blocos para o sistema RBTS2 - IEEE	147

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica;
ANO – Contador de Anos de Simulação;
AT – Alta Tensão;
BA – Vetor que armazena os Blocos Afetados;
 B_f – Bloco Falhado;
BIPV – *Building Integrated Photovoltaic*;
Bl – Bloco;
Bl – Vetor que armazena todos os Blocos do sistema;
BICort – Bloco Cortado;
BR – Vetor que armazena os Blocos Recuperáveis;
BT – Baixa Tensão;
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica;
CEC – *California Energy Commission*;
CON – Modelo de Geração Convencional;
Ct – Contador de Tempo;
CV – Cavalo Motor;
DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora;
DIC – Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão;
DIT – Demais Instalações da Transmissão;
DMIC – Duração Máxima de Interrupção;
ENS – Energia Não Suprida Equivalente;
ENS_i – Energia Não Suprida Individual;
EOLI – Modelo de Geração Eólico I;
EOLII – Modelo de Geração Eólico II;
EPE – Empresa de Pesquisa Energética;
EUA – Estados Unidos da América;
FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora;
FIC – Frequência Equivalente de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão;
FTV – Modelo de Geração Solar Fotovoltaico;
FOR – *Forced Outage Rate*;
GD – Geração Distribuída;
GLP – Gás Liquefeito de Petróleo;
IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*;
IGBT – *Insulated Gate Bipolar Transistor*;

kW – Quilo Watt;
kWh – Quilo Watt Hora;
Lambda – Taxa de falha calculada;
MACI – Motor Alternativo de Combustão Interna;
MCFC – *Molten Carbonate Fuel Cells*;
MME – Ministério de Minas e Energia;
MW – Mega Watt;
MWp – Mega Watt Pico;
NA – Normalmente Aberta;
NASA – *National Aeronautics and Space Administration*;
NH0 – Nível Hierárquico 0;
NH1 – Nível Hierárquico 1;
NH2 – Nível Hierárquico 2;
NH3 – Nível Hierárquico 3;
NI – Vetor que armazena o número de interrupções;
ONS – Operador Nacional do Sistema;
PACF – *Phosphoric Acid Fuel Cells*;
PCH – Pequena Central Hidrelétrica;
PEMFC – *Proton Exchange Membrane Fuel Cells*;
PIA – Produtor Independente Autônomo;
PLD – Preço de Liquidação das Diferenças;
Prodist – Prodecimentos de Distribuição;
PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica;
R – Duração média de falha;
RBTS – *Roy Billinton Test System*;
RGE – Rio Grande Energia;
SE – Subestação de Energia;
SIN – Sistema Interligado Nacional;
SMC – Simulação de Monte Carlo;
SOFC – *Solid Oxide Fuel Cells*;
TD – Vetor de armazena a duração das falhas;
TUSD – Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição;
TUST – Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão;
TTF – *Time to Failure*;
TTF_f – Tempo para Falha do B_f;
TTR – *Time to Repair*;
TTR_f – Tempo para Reparo do B_f;
U – Indisponibilidade;
U_a – Variável Aleatória Uniformemente Distribuída;
V – Volts;

λ – Taxa de Falha
 μ – Taxa de Reparo;

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	21
1.1	OBJETIVOS.....	22
1.1.1	Objetivo Geral.....	22
1.1.2	Objetivo Específico.....	22
1.2	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	23
2	REDES ATIVAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	25
2.1	REDE DE DISTRIBUIÇÃO	25
2.2	MICRORREDES.....	28
2.2.1	Geração Distribuída.....	29
2.2.1.1	Motores Alternativos de Combustão Interna (MACI).....	30
2.2.1.2	Motor Stirling.....	31
2.2.1.3	Microturbinas a Gás.....	31
2.2.1.4	Célula a Combustível.....	33
2.2.1.5	Energia Eólica.....	34
2.2.1.6	Energia Solar Fotovoltaica.....	35
2.2.1.7	Pequena Central Hidrelétrica	38
2.2.1.8	Outras Fontes Renováveis de Energia.....	38
2.2.2	Sistemas de Armazenamento.....	39
2.2.2.1	Baterias Eletromecânicas	39
2.2.2.2	Bobinas Supercondutoras.....	41
2.2.2.3	Supercapacitores	43
2.2.3	Sistema de Controle	44
2.2.4	Marcos Regulatórios Brasileiros.....	44
3	ANÁLISE DE CONFIABILIDADE PARA REDES ATIVAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	51
3.1	CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA ...	51

3.1.1	Análise Pretérita da Confiabilidade	52
3.1.2	Análise Preditiva da Confiabilidade.....	55
3.1.2.1	Representação por Blocos.....	58
3.1.2.2	Simulação de Monte Carlo Sequencial	59
3.2	CONCEITOS DE PROBABILIDADE APLICADOS EM ESTUDOS DE CONFIABILIDADE.....	63
3.2.1	Variável Aleatória	63
3.2.2	Distribuições de Probabilidade	66
3.2.2.1	Distribuição Binomial.....	66
3.2.2.2	Distribuição Uniforme	67
3.2.2.3	Distribuição Exponencial.....	68
3.2.3	Processo Estocástico Estacionário de Markov.....	68
4	METODOLOGIA E MODELOS DESENVOLVIDOS	71
4.1	MODELO DE REPRESENTAÇÃO DOS ELEMENTOS DA REDE.....	71
4.2	MODELO DE REPRESENTAÇÃO DA CARGA	72
4.3	MODELO DE REPRESENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	72
4.3.1	Modelo de GD Convencional – CON.....	73
4.3.2	Modelo de GD Eólica I – EOLI.....	75
4.3.2.1	Modelo da turbina eólica	76
4.3.2.2	Modelagem da velocidade do vento.....	77
4.3.2.3	Combinação dos modelos da turbina eólica e velocidade do vento	78
4.3.3	Modelo de GD Eólica II – EOLII.....	79
4.3.4	Modelo de GD Solar Fotovoltaica – FTV.....	81
4.3.5	Modelo de Armazenador de Energia.....	84
4.4	METODOLOGIA DE SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO SEQUENCIAL.....	85
4.4.1	Calculo dos Indicadores.....	95
4.4.2	Matriz de Alcance	96

4.4.3	Fluxo de Potência	99
5	SIMULAÇÕES E RESULTADOS.....	101
5.1	CASO DE ESTUDO 1	101
5.1.1	O Sistema Teste IEEE – RBTS – Barra 2	101
5.1.2	Organização do sistema teste em blocos	103
5.1.3	Inserção de GD	104
5.1.4	Considerações para as simulações	104
5.1.5	Resultados para o Estudo de Caso 1	107
5.2	CASO DE ESTUDO 2	120
5.2.1	Resultados para Estudo de Caso 2.....	121
6	CONCLUSÕES.....	129
6.1	SÍNTESE DOS PRINCIPAIS RESULTADOS	130
6.2	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	132
7	REFERÊNCIAS	133
	ANEXO I. DADOS TÉCNICOS DA TURBINA EÓLICA	141
	ANEXO II. DADOS DO SISTEMA RBTS2 – IEEE.....	145
	APÊNDICE A. DADOS DE CONFIABILIDADE DOS BLOCOS PARA ESTUDO DE CASO 1.....	147
	APÊNDICE B. RESULTADOS DOS INDICADORES INDIVIDUAIS DAS SIMULAÇÕES DO ESTUDO DE CASO 2	149

1 INTRODUÇÃO

A concepção estrutural do sistema elétrico em que grandes centrais geradores produzem energia que é transmitida aos centros de consumo em um sistema de transmissão e, nesses centros, a energia é distribuída aos consumidores em vários níveis de tensão; não sofreu grandes alterações desde a sua existência (FALCÃO, 2009).

Entretanto, a viabilidade econômica de fontes de energia de pequeno porte, avanços na tecnologia de informação e comunicação de dados, disponibilidade de instrumentos de medição e sensoriamento vêm proporcionando a introdução de uma nova concepção: as Microrredes (FALCÃO, 2009).

Conceitualmente uma microrrede é um subsistema particular do sistema de distribuição em que são integradas unidades de geração distribuída, dispositivos de armazenamento e cargas controláveis; e onde são implementados avançados sistemas de gestão e controle, suportados por uma infraestrutura de comunicação (RIBEIRO, 2010) (LIDULA; RAJAPAKSE, 2010) (COSTA; MATOS, 2005).

Essa nova concepção do sistema elétrico não apresenta somente vantagens. A nova rede pode causar impactos na proteção e operação do sistema e na qualidade de energia. Portanto, é evidente a necessidade de realizar estudos que avaliem o impacto das microrredes para o sistema e para os consumidores e de desenvolver produtos para solucionar os problemas existentes. Tais estudos e desenvolvimentos se referem aos aspectos de proteção, controle e qualidade da energia elétrica. Dentro desse leque surge a avaliação dos indicadores de qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica, ou estudo de confiabilidade do sistema, uma ferramenta capaz de auxiliar nas tomadas de decisão de planejamento, operação e expansão da rede a fim de evitar inconveniências aos consumidores e multas para as concessionárias (NASCIMENTO, 2009).

Estudos de confiabilidade podem ser aplicados a qualquer processo ou sistema. Em sistemas de potência foi a partir de 1964 que se iniciaram os estudos nessa área (GAVER; MONTMEAT; PATTON, 1964) (TODD, 1964).

Os sistemas de transmissão e geração, por envolverem equipamentos e infraestrutura de maior custo e por causarem consequências de maior ordem ao falharem, sempre tiveram mais atenção do que o sistema de distribuição em relação às técnicas de avaliação da confiabilidade.

Na literatura existem basicamente duas metodologias para a análise de confiabilidade da rede de distribuição de energia elétrica, sendo elas: a metodologia analítica e a metodologia estocástica.

Os métodos analíticos representam o sistema por um modelo matemático, em que o cálculo dos indicadores de confiabilidade é feito através de soluções numéricas diretas. O resultado desta aplicação são os valores médios dos indicadores, não fornecendo nenhuma informação sobre a dispersão dos valores. Por outro lado, essa metodologia apresenta a vantagem de obter resultados precisos e necessitar de baixo custo computacional (TAO; SCHWAEGERL, 2009).

Os métodos estocásticos estimam os índices de confiabilidade simulando o processo de operação e o comportamento aleatório do sistema. Como resultado, podem ser obtidas, além do resultado numérico, curvas de distribuição de probabilidades. Entretanto, a realização dessas simulações requer um alto tempo computacional (TAO; SCHWAEGERL, 2009).

É possível observar que os métodos estocásticos podem representar a aleatoriedade de variáveis como demanda, geração e processos de manutenção; além de refletir modelos dependentes do tempo. Apesar dos modelos analíticos terem servido com sucesso para a avaliação da confiabilidade, com o aumento da penetração de geração na rede de distribuição e devido ao incentivo aos procedimentos de gestão pelo lado da demanda, a metodologia estocástica tem sido cada vez mais utilizada.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho é desenvolver uma ferramenta de análise de confiabilidade para redes de distribuição em que há fontes de microgeração, minigeração e GD e existe a possibilidade de operação ilhada – formação de microrredes.

1.1.2 Objetivo Específico

Os objetivos específicos deste trabalho são descritos nas etapas a seguir:

- Levantar material bibliográfico acerca dos temas: geração distribuída, micro e minigeração, microrredes e estudos de confiabilidade;

- Avaliar os resultados da busca por material bibliográfico e selecionar métodos e modelos que podem ser empregados em uma ferramenta de análise de confiabilidade que considera presença de geradores na rede de distribuição e formação de microrredes;
- Desenvolver uma ferramenta de simulação da operação do sistema a fim de obter os indicadores de confiabilidade;
- Aplicar a ferramenta de análise de confiabilidade desenvolvida, incorporando mecanismos para simular a operação do sistema em estudos de casos com sistemas teste acadêmicos e realísticos;
- Analisar os resultados obtidos nas simulações.

1.2 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Neste primeiro capítulo foi apresentada uma pequena introdução ao tema e os objetos gerais e específicos do trabalho.

No capítulo 2 é apresentado um referencial teórico acerca das redes de distribuição ativas. Primeiramente é realizada uma descrição das redes tradicionais seguida pela descrição dos conceitos das Microrredes, abordando os tipos de fonte de geração distribuída, os sistemas de armazenamento e os sistemas de controle aplicados. Também são apresentados os aspectos de regulamentação para as novas redes.

No capítulo 3 são detalhados os conceitos sobre estudos de Confiabilidade empregados no desenvolvimento do presente trabalho. Tais conceitos envolvem as definições de análise pretérita e preditiva da confiabilidade, representação da rede por modelo de blocos, Simulação de Monte Carlo Sequencial e conceitos de probabilidade aplicados aos estudos de confiabilidade.

No capítulo 4 é descrito todo o desenvolvimento realizado, detalhando os modelos de representação da rede, da carga e da geração e a metodologia de simulação para a estimação dos indicadores de confiabilidade para redes de distribuição ativas.

No capítulo 5 são especificados os dois estudos de caso realizados, o primeiro deles empregando um sistema teste do IEEE e o segundo um sistema realístico da Rio Grande Energia – RGE. Os resultados obtidos e uma breve análise dos mesmos também são apresentados neste capítulo.

Finalmente no capítulo 6 serão elucidadas as principais conclusões deste trabalho de dissertação de mestrado, bem como sugestões para trabalhos futuros.

2 REDES ATIVAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Neste capítulo são discutidos os conceitos de rede de distribuição de energia elétrica em sua forma tradicional, seguida das redes ativas, em que há fontes de geração de energia inseridas na rede de distribuição e também microrredes. Além disso, são destacados os principais marcos regulatórios brasileiros que possibilitam a inserção de GD, micro e mini geração na rede de distribuição, bem como aspectos regulatórios relevantes acerca das microrredes.

2.1 REDE DE DISTRIBUIÇÃO

A rede de distribuição faz parte do sistema elétrico de potência, ilustrado pela Figura 2-1. Também fazem parte desse sistema a geração e transmissão. A geração faz a conversão de diferentes fontes de energia, sejam elas térmicas, hidráulicas, termonucleares, eólicas, solares, entre outras, em energia elétrica. A transmissão é responsável pela transferência de grandes quantidades da energia elétrica produzidas pela geração, até os centros de consumo e responsável também por abastecer os consumidores que adquirem energia em alta tensão, como os grandes consumidores industriais. No caso do Brasil, as instalações de transmissão em uma tensão de fornecimento de 230kV ou superior constituem o Sistema Interligado Nacional (SIN), ou também chamado de rede básica. As instalações com tensão inferior a 230kV, que são operadas por empresas transmissoras são chamadas de Demais Instalações da Transmissão (DIT).

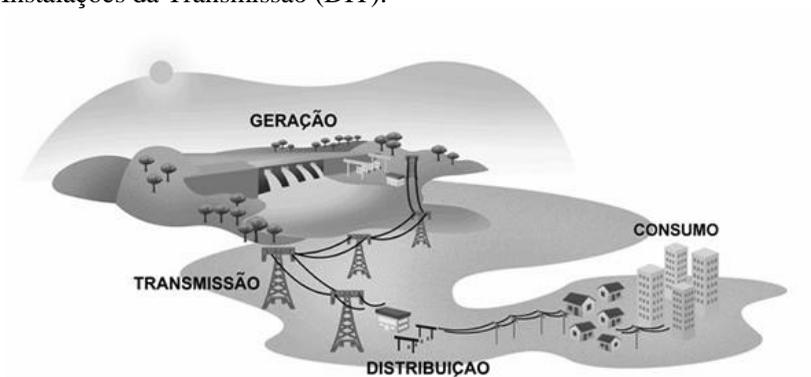


Figura 2-1 – Sistema Elétrico de Potência (ABRADEE, 2013)

A rede de distribuição tem como função principal distribuir a energia elétrica aos consumidores de grande, médio e pequeno porte. Fazem parte de uma rede de distribuição: cabos condutores, transformadores, equipamentos diversos de medição, controle e proteção. Uma rede de distribuição típica é ilustrada pela Figura 2-2 (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

A distribuição é composta por linhas de alta, média e baixa tensão. As linhas de alta tensão operadas pela distribuidora são conhecidas como linhas de subtransmissão. As linhas de média tensão fazem parte da rede primária de distribuição e as linhas de baixa tensão da rede secundária de distribuição.

A rede de distribuição primária consiste basicamente de alimentadores que levam a energia da subestação de distribuição para os transformadores. A ligação da subestação para seus alimentadores é feita através de um disjuntor e este é conectado ao tronco principal do alimentador. Os ramais laterais são ligados diretamente ao tronco principal ou através de chaves fusíveis, religadores ou seccionadoras automáticas. Geralmente, a maioria dos transformadores do alimentador são conectados aos ramais laterais. A partir dos transformadores de distribuição inicia a rede de distribuição secundária. (ABRADEE, 2013).

Na Figura 2-2 a rede de distribuição primária está representada pelas indústrias e prédios de grande porte, conectados em 13,8kV. A rede secundária aparece na Figura 2-2 representada pelas casas e prédios de pequeno porte, abastecidos em 220/127V.

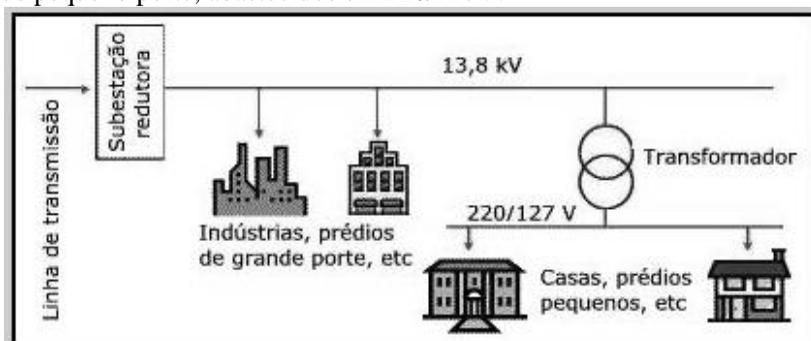


Figura 2-2 – Rede de Distribuição (TELECO, 2013)

Do ponto de vista regulatório, o setor da distribuição presta serviço público sob contrato com o Poder Concedente, representado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), responsável pelas edições das normas para o funcionamento adequado do setor. Um dos

exemplos de normas aplicadas são os Procedimentos de Distribuição (Prodist), no qual são dispostas as disciplinas, condições, responsabilidades e penalidades relativas à conexão, planejamento da expansão, operação e medição da energia elétrica. No Prodist também estão estabelecidos os critérios e indicadores de qualidade para consumidores e produtores, distribuidores e agentes de importação e exportação de energia.

Outro exemplo de norma aplicado ao setor de distribuição é a Resolução nº 414 de 2010, a qual elucida, tanto para consumidores quanto para os demais agentes do setor, o que é a distribuição, os principais conceitos e normas de funcionamento, cobrança, atendimento, entre outros.

As concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica são signatárias de contratos de concessão que preveem métodos regulatórios para o estabelecimento dos preços aos consumidores. O sistema regulatório aplicado à distribuição de energia no Brasil é do tipo preço-teto (*price-cap*), no qual o órgão regulador, no caso a ANEEL, estabelece os preços máximos que podem ser aplicados por essas empresas. Como ocorre também para as empresas transmissoras, os mecanismos de regulação das distribuidoras são basicamente: a revisão tarifária, que incide periodicamente a cada três, quatro ou cinco anos, dependendo do contrato de concessão; e o reajuste tarifário anual, que trata da correção monetária e compartilhamento de ganhos de produtividade (ABRADEE, 2013) (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

Esta concepção estrutural do sistema elétrico em que grandes centrais geradoras produzem energia que é transmitida aos centros de consumo em um sistema de transmissão e, nesses centros, a energia é distribuída aos consumidores em vários níveis de tensão; não sofreu grandes alterações desde a sua existência (FALCÃO, 2009).

Entretanto, a viabilidade econômica de fontes de energia de pequeno porte, avanços na tecnologia de informação e comunicação de dados, disponibilidade de instrumentos de medição e sensoriamento vêm proporcionando a introdução de uma nova concepção: as Microrredes (FALCÃO, 2009).

A primeira alteração na direção da mudança de paradigma foi a criação do conceito de produtor independente, que veio impulsionada pela viabilidade econômica das fontes de pequeno porte e devido à introdução de novas fontes de energia, como eólica, biomassa, solar, entre outras. A criação do produtor independente introduziu mudanças na forma de produção e comercialização da energia elétrica e trouxe

uma novidade tecnologia importante: a generalização do uso da geração distribuída (FALCÃO, 2009).

Na Seção 2.2 é discutido com mais detalhes o conceito de microrredes, bem como as partes que a envolvem como a geração distribuída, o sistema de armazenamento, o sistema de controle e os aspectos regulatórios.

2.2 MICRORREDES

Conceitualmente uma microrrede é um subsistema particular do sistema de distribuição em que são integradas unidades de geração distribuída, dispositivos de armazenamento e cargas controláveis; e onde são implementados avançados sistemas de gestão e controle, suportados por uma infraestrutura de comunicação (RIBEIRO, 2010) (LIDULA; RAJAPAKSE, 2010) (COSTA; MATOS, 2005).

No conceito apresentado anteriormente é considerado que a microrrede pode ser formada em qualquer ponto da rede de distribuição, seja ela de média ou baixa tensão, contudo, é possível encontrar definições que restringem a Microrrede como sendo uma rede exclusiva da baixa tensão. Neste trabalho é utilizada a definição de microrrede que abrange tanto a baixa como a média tensão. (RIBEIRO, 2010) (LIDULA; RAJAPAKSE, 2010). Na Figura 2-3 ilustra-se uma Microrrede.

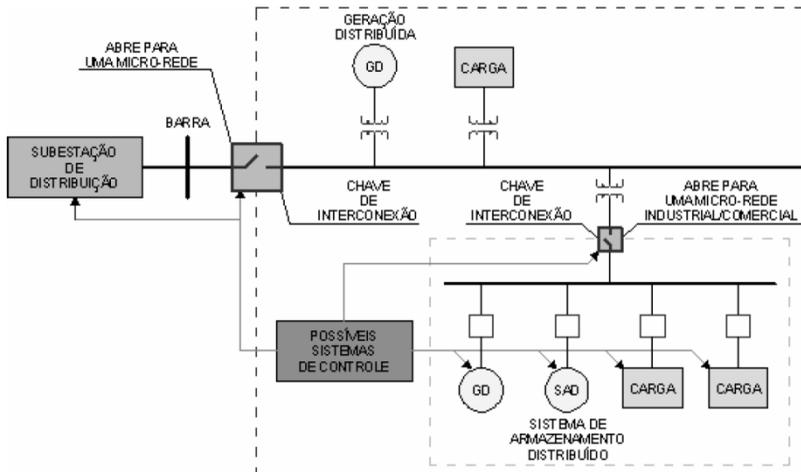


Figura 2-3 – Microrrede (ROCHA 2010)

A ideia fundamental das microrredes deriva da expansão da utilização da geração distribuída, em que essas redes representam uma forma mais eficiente, segura e gerenciável para a conexão de um grande número de geradores de pequeno e médio porte aos sistemas convencionais. (FALCÃO, 2009)

Do ponto de vista operacional, uma microrrede pode operar paralelamente ao sistema de uma concessionária, com um fluxo positivo ou negativo entre os mesmos. Durante perturbações da rede, a microrrede pode desconectar-se e operar ilhada, continuando a alimentação total ou parcial da sua carga. Após o restabelecimento da condição normal de operação da concessionária, a microrrede interliga-se novamente ao sistema.

Além do citado anteriormente, para compor uma microrrede são necessários muitos outros equipamentos ou dispositivos, como os controladores de tensão e frequência, os dispositivos de manobra e os inversores de frequência para fontes em corrente contínua.

Na seção 2.2.1 discute-se com mais detalhes o que são e quais as fontes de geração de energia elétrica usualmente aplicadas em geração distribuída. Na seção 2.2.2 são apresentados os principais dispositivos de armazenamento de energia aplicados em microrredes. Na seção 2.2.3 abordam-se alguns elementos necessários ao sistema de controle da microrrede. Na seção 2.2.4 são pontuados os principais marcos regulatórios para o incentivo e viabilização das microrredes no Brasil.

2.2.1 Geração Distribuída

Segundo a Resolução Nº 345 de 2008 da ANEEL a Geração Distribuída (GD) é definida como uma central geradora de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente ao sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) (ANEEL, 2008).

Muitos são os aspectos que favorecem o crescimento da utilização da geração distribuída, desde aspectos econômicos, regulatórios a aspectos ambientais (TOLMASQUIM, 2003).

Os aspectos econômicos englobam características como tecnologias de custo relativamente baixo devido à pequena ou média capacidade de geração da usina e curto prazo para a entrada em operação. Nota-se ainda como vantagem a redução ou postergação de investimentos em transmissão de energia, uma vez que esse tipo de

geração é conectada próximo à carga. Em diversos casos há também a redução nas perdas elétricas e melhoria da estabilidade da tensão no sistema de distribuição. Entretanto, o principal atrativo econômico da utilização de GD está na redução dos gastos do proprietário da unidade geradora, que pode tanto suprir sua demanda de energia elétrica quanto, em determinados casos, comercializar o excedente (ANZAI, 2008).

Quanto ao aspecto ambiental, devido às tecnologias aplicadas, a GD pode ser uma solução que implica em menor impacto ao meio ambiente. No Brasil, bons exemplos disso são as usinas a bagaço de cana do setor sucroalcooleiro que são instaladas cada vez mais, principalmente nos Estados de São Paulo, Mato Grosso do Sul e Goiás. Outros exemplos são as pequenas centrais hidrelétricas, que não necessitam de grandes reservatórios como nas usinas hidrelétricas convencionais. Há também as usinas eólicas, área na qual o Brasil possui considerável potencial, ainda pouco explorado, entretanto com crescente evolução nos últimos anos (ANEEL, 2008).

As questões do aspecto regulatório que envolvem o crescimento da utilização das GDs são discutidos na Seção 2.2.4.

Entretanto, a presença dessa forma de geração pode causar aumento da complexidade de operação da rede de distribuição, devido ao surgimento de fluxo bidirecional; alteração dos procedimentos de operação, controle e proteção das redes; aumento da dificuldade de controlar o nível de tensão, principalmente com carregamento leve; aumento de harmônicos na rede; dificuldade de previsão de disponibilidade de combustível em casos de geração não despachável; alto custo de implantação e elevado tempo de retorno de investimento (ANEEL, 2010).

Nas próximas seções são descritas algumas das tecnologias de geração empregadas na Geração Distribuída.

2.2.1.1 Motores Alternativos de Combustão Interna (MACI)

Em termos técnicos, a geração de energia elétrica através do MACI é a mais desenvolvida dentre todas as tecnologias usadas em GD, podendo gerar em uma elevada faixa de potência que vai de 5kW a números superiores a 30MW, com custos entre 300 e 900 US\$ por kW. Outra vantagem desse tipo de motor é a aceitação de diferentes tipos de combustíveis como o gás natural, gás liquefeito de petróleo (GLP), óleo diesel, ou ainda óleos mais pesados. Isso faz com que esse tipo de motor continue ganhando espaço no ramo da GD, principalmente como cogeração. Em instalações de cogeração, a potência do eixo do motor

pode ser utilizada para gerar eletricidade, ou ainda, o acionamento de bombas ou qualquer outro tipo de carga. O calor que é recuperado pode ser usado para aquecimento de ambiente, utilização em algum processo específico, aquecimento de água para cozinha e lavanderia, entre outros tipos de uso (CEC, 2013).

2.2.1.2 Motor Stirling

O motor Stirling foi patenteado em 1816 e teve grande importância na primeira guerra mundial, devido a sua melhor eficiência em comparação às máquinas a vapor. Entretanto, com o aperfeiçoamento das máquinas a vapor, e também, dos motores Otto, o motor Stirling acabou entrando em desuso. Esse tipo de motor é classificado como motor alternativo de combustão externa, que possui um fluido inerte para a realização do trabalho. Por ter dimensões bastante reduzidas, o motor Stirling, quando comparado a outros motores, pode atingir uma faixa de potência de 1 a 25kW, com eficiência que pode variar de 12 a 30%, e ainda, com grande flexibilidade para diferentes combustíveis, embora dê-se preferência ao gás natural (HADDAD; LORA, 2006).

Com o avanço de tecnologias em GD o motor Stirling, antes esquecido, ou somente usado pela indústria naval, começou a ser fabricado para o mercado comum. Atualmente o grande interesse de aplicação do motor Stirling é como cogeração. Entretanto, outras aplicações para esses motores começam a ser estudadas, como por exemplo, para geração de energia elétrica de uso residencial, veículos automotivos, aeronáutica e resfriamento de componentes eletrônicos. Contudo, uma grande barreira para aplicação mais frequente desse tipo de motor é o alto custo, estimado entre 2.000 e 50.000 US\$/kW (HADDAD; LORA, 2006).

2.2.1.3 Microturbinas a Gás

Microturbinas a gás são turbinas de pequeno porte que podem gerar potência entre 25kW e 500kW. Esse tipo de tecnologia é derivada da turbo-alimentação de caminhões ou pequenas turbinas de sistemas auxiliares da aviação. Essas microturbinas podem ser divididas em dois tipos dependendo da concepção de projeto: a turbina que faz a recuperação do calor, que pode aumentar a eficiência do equipamento em 30%, e a turbina que não faz a recuperação de calor, na qual, a eficiência pode chegar a 18%. Vantagens e desvantagens da utilização

desse tipo de tecnologia são mostradas na Tabela 2-1 (HADDAD; LORA, 2006).

Tabela 2-1 – Vantagens e desvantagens das microturbinas (HADDAD; LORA, 2006)

Vantagens	Desvantagens
Pequeno número de partes em movimento	Baixa eficiência elétrica
Tamanho compacto	Perdas de potência e eficiência em locais de elevada temperatura e altura
Baixa relação peso/potência	
Elevada eficiência como cogeração	
Baixo nível de emissões	
Pode operar com combustíveis residuais	
Longo tempo de intervalo entre manutenções	

Na Figura 2-4 é ilustrada uma microturbina a gás de 30kW.



Figura 2-4 – Microturbina a gás de 30kW (ANDRADE, 2007)

De acordo com a CEC (*California Energy Commission*) (2010) as microturbinas podem ser usadas no modo *stand-by*, no atendimento de cargas de pico e principalmente como cogeração, onde a eficiência do

conjunto pode chegar a 85%. A CEC ainda atribui custos de 700 a 1.300 US\$ por kW para a instalação desse tipo de fonte geradora.

2.2.1.4 Célula a Combustível

As primeiras células a combustível foram desenvolvidas pelo programa espacial dos EUA na década de 1960, pois eles necessitavam de uma fonte de energia segura, eficiente e compacta para as naves espaciais. Depois do desenvolvimento e melhorias dessas células pela NASA, essas células são vistas, pela indústria automobilística e de equipamentos militares, como uma boa fonte para a geração distribuída, mas ainda com alto custo. A célula a combustível é semelhante a uma bateria, no sentido de que em ambos os dispositivos uma reação eletroquímica é responsável pela geração de energia elétrica. Entretanto, a diferença básica entre esses dois equipamentos é a bateria ser uma fonte de energia limitada devido ao desgaste dos seus reagentes, necessitando de recarga, enquanto que as unidades de células a combustível possuem gases reagentes com fornecimento contínuo. As células a combustível podem ser divididas em quatro diferentes tipos, que são a célula de ácido fosfórico (PACF – *phosphoric acid fuel cells*), célula de carbonato fundido (MCFC – *molten carbonate fuel cells*), célula de óxido de sódio (SOFC – *solid oxide fuel cells*), e célula com membrana para troca de prótons (PEMFC – *proton exchange membrane fuel cells*). Essas células utilizam geralmente hidrogênio e oxigênio como reagentes primários. Porém, a operação dessas células pode ser feita com outros tipos de combustíveis, que dependem do tipo de processamento de combustível e reformador utilizado. Entre esses tipos está o gás natural e o gás liquefeito de petróleo (HADDAD; LORA, 2006).



Figura 2-5 – Célula Combustível residencial de 1 a 10kW (ANDRADE, 2007)

Segundo Haddad e Lora, (2006) espera-se que as células a combustível alcancem eficiências da ordem de 40 a 60%. Eficiências mais altas, da ordem de 80 a 90%, são possíveis quando usadas em aplicações de cogeração. No entanto, os custos dessas células ainda apresentam uma grande desvantagem, custos esses que podem variar em uma escala de 1.200 a 1.500 US\$/kW, dependendo do tipo de tecnologia de célula a combustível desejada.

Na Figura 2-5 é ilustrado o uso de célula combustível em residência.

2.2.1.5 Energia Eólica

O conhecimento da utilização dos ventos como fonte de energia não é recente, há relatos do aproveitamento da energia dos ventos para moagem de grãos e bombeamento de água há mais de 2000 anos na China. Com o tempo, houve o aperfeiçoamento desse tipo de equipamento, especialmente na Holanda, na qual eram utilizados para a irrigação. A partir de 1850, nos EUA, essa tecnologia passou a ser utilizada com o objetivo de geração de energia elétrica. A primeira grande aplicação de moinhos para geração de eletricidade foi no ano de 1888, em Cleveland. Esse moinho tinha um rotor de 17 metros de diâmetro e era capaz de gerar cerca de 12kW em corrente contínua. Durante o século XX, houve grandes avanços nesse setor, principalmente na América do Norte e Europa. Mas as décadas de 90 e a seguinte representaram o grande passo para o desenvolvimento e consolidação da geração de energia elétrica através de geradores eólicos. Um dos principais entraves no aproveitamento comercial da energia eólica era o custo dos equipamentos, que caiu muito nessa mesma década. Além disso, avanços tecnológicos em sistemas de transmissão, aerodinâmica e estratégias de controle e operação das turbinas tem reduzido custos e melhorado o desempenho e a confiabilidade dos equipamentos. Atualmente, existem turbinas eólicas instaladas pelo mundo, somente a empresa *General Electric* possui em torno de 20 mil de suas turbinas nessas instalações (HADDAD; LORA, 2006).

No Brasil, existem 95 usinas eólicas totalizando uma capacidade instalada de aproximadamente 2.000MW, o que corresponde a 1,58% da matriz energética nacional (ANEEL, 2013a). Além disso, existem dezenas de pequenas turbinas eólicas funcionando isoladas do sistema interligado nacional. Contudo, medições recentes de vento, em diversos pontos do território nacional, indicam um enorme potencial eólico ainda não explorado. (ANDRADE, 2007).

Para se aproveitar o recurso eólico de uma região é fundamental a realização de uma avaliação do potencial eólico do vento. Dados coletados em aeroportos, estações meteorológicas e outras aplicações similares podem fornecer uma primeira estimativa do potencial de aproveitamento eólico da região, mas uma avaliação precisa requer levantamentos específicos e trabalhos sistêmicos de coleta e análise de dados sobre velocidade de regime de ventos. Segundo Andrade (2007) para que a energia eólica seja tecnicamente aproveitável é necessário que a mesma tenha uma densidade de 500W/m^2 e velocidade de vento mínima entre 7 e 8 m/s, a uma altura de 50 metros. Na Figura 2-6 são apresentados exemplos de turbinas eólicas de pequeno, médio e grande porte.



Figura 2-6 – Exemplos de Turbinas Eólicas (CBEE, 2003)

2.2.1.6 Energia Solar Fotovoltaica

A conversão de energia solar em eletricidade se dá através de células fotovoltaicas. Uma célula fotovoltaica, em uma situação com incidência de luz, faz a conversão da energia eletromagnética da luz e disponibiliza cerca de 0,5V de tensão em corrente contínua. A dimensão de uma única célula está por volta de 1cm^2 . Quando se deseja elevar a tensão, as células fotovoltaicas são dispostas em série. Entretanto, para aumentar a corrente de saída, devem-se dispor as células em paralelo. A energia elétrica produzida através dos painéis fotovoltaicos pode alimentar equipamentos em corrente contínua, carregar um banco de baterias ou pode ser convertida em corrente alternada através de inversores.

Embora o custo de implantação de plantas de energia fotovoltaica esteja caindo ano a ano no mundo, atualmente o custo desta energia ainda é visto como uma barreira para a expansão do setor no Brasil, que possui uma matriz já bastante limpa baseada na hidroeletricidade (ELETROSUL, 2013).

Apesar disso, o governo incluiu a participação do setor solar no Leilão de Compra de Energia Elétrica "A-3"¹, que aconteceu em outubro de 2013, junto com outras fontes, como a eólica e termelétrica a biomassa. Especialistas alertam que os projetos ainda não devem apresentar competitividade nesta primeira participação, mas a ideia é fazer com que a geração de energia de fonte solar percorra caminhos semelhantes ao de outras fontes que começaram assim. (DOMINGUES, 2013).

Um tipo de instalação que emprega energia solar fotovoltaica e que vem se disseminando em diversos países é o BIPV (*Building Integrated Photovoltaic*). Esse conceito integra os painéis solares aos edifícios tornando-se parte do mesmo e substituindo outros materiais de construção, dessa forma, resultando em uma significativa redução do custo do sistema. O BIPV pode ser considerado como uma forma de investimento em energias renováveis que se enquadra na atual realidade urbana, onde o espaço é cada vez mais escasso e valorizado. Além de outras vantagens singulares, é uma energia limpa, silenciosa, e não produz gases nocivos ao meio ambiente, quando instalada. (JESUS; ALMEIDA; PEREIRA, 2005)

No Brasil o primeiro projeto que aplica do BIPV em um edifício público será o MEGAWATT SOLAR lançado pela empresa Centrais Elétricas do S. A. (ELETROSUL) com financiamento do Banco de Fomento Alemão *KfW Bankengruppe*, com fundo do Ministério BMU (*Bundesministerium für Umwelt*) e da Eletrobrás e o com apoio da Agência Alemã de Cooperação Internacional GIZ (*Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH*), da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC/LabSolar) e do Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina (IDEAL).

Esse projeto consiste na implantação de um sistema fotovoltaico integrado ao edifício sede da ELETROSUL, utilizando a área do telhado e dos estacionamentos adjacentes. A usina solar terá a capacidade

¹ Nomenclatura é utilizada para designar o ano para o qual se realizam os Leilões de Compra de Energia Elétrica, que corresponde neste caso, ao terceiro ano posterior ao ano base "A", onde o ano "A" é o ano em que o leilão é realizado.

instalada de aproximadamente 1 MWp e será conectada à rede da distribuidora de energia elétrica local.

A energia produzida pelo projeto MEGAWATT SOLAR será comercializada com consumidores livres, consumidores especiais e comercializadoras de energia interessados em serem parceiros desse projeto. A quantidade de energia produzida será dividida em lotes, que serão disputados pelos interessados em adquirir esta energia. O lote de energia integrará o portfólio de compra do consumidor/comercializador e, o preço da energia fotovoltaica representará um acréscimo mínimo na conta final do consumidor. (ELETROSUL, 2013)

Na Figura 2-7 é ilustrada a planta piloto fotovoltaica em um dos estacionamentos frontais do edifício da ELETROSUL.



Figura 2-7 - Planta Piloto de Geração Fotovoltaica instalada na sede da ELETROSUL (ELETROSUL, 2013)

Como citado anteriormente, o custo para produzir energia a partir de fonte solar é alto. Estima-se que esse custo seja de R\$405/MWh, enquanto o custo médio para produzir energia elétrica pelas demais fontes é de R\$150/MWh. Entretanto, um estudo da EPE (Empresa de Pesquisa Energética), do MME (Ministério de Minas e Energia), mostra que a produção residencial de energia solar fotovoltaica é economicamente viável para 15% dos domicílios brasileiros (ABDALA, 2012). Isso se deve ao fato do custo da produção residencial da energia solar ser mais barato que a energia vendida por algumas distribuidoras. O custo estimado para produzir energia solar em equipamentos de pequeno porte é de R\$602/MWh, mais barato do que o preço da energia de 10 das 64 distribuidoras nacionais. O cálculo para chegar ao valor do preço da energia solar foi feito com base no custo médio de instalação de um painel fotovoltaico de pequeno porte, cujo valor é R\$38mil (ABDALA, 2012).

2.2.1.7 Pequena Central Hidrelétrica

Segundo ANEEL (2003a) será considerado com características de PCH (Pequena Central Hidrelétrica) o aproveitamento hidrelétrico com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado à produção independente, autoprodução ou produção independente autônoma, com área do reservatório inferior a 3,0 km².

A geração de energia elétrica através de centrais hidrelétricas de pequeno porte mostra vantagens como: a garantia de fornecimento de energia durante todo o dia, enquanto houver disponibilidade de água, reservatório bastante reduzido e instalação rápida, quando comparada a uma grande usina hidrelétrica. Entretanto a sua garantia de fornecimento de energia varia com as estações do ano. No período úmido há excesso de volume de água, em contrapartida no período seco pode haver escassez de chuvas, diminuindo significativamente o volume de água nos reservatórios (HADDAD; LORA, 2006).

As PCHs representam um dos principais focos de prioridade da ANEEL no que se refere ao aumento da oferta de energia elétrica no Brasil. Com o intuito de incentivar a instalação desse tipo de geração, a Agência estabelece em suas resoluções alguns benefícios aos agentes interessados na instalação de PCHs. Um desses benefícios é a dispensa de remunerar os municípios e estados pelo uso do recurso hídrico. (ANDRADE, 2007).

Atualmente no Brasil se têm 456 usinas do tipo PCH em operação, gerando uma potência total de 4.441.066,30 kW (ANEEL, 2013a).

2.2.1.8 Outras Fontes Renováveis de Energia

Além do que já foi apresentado, outras fontes, em menor utilização no mundo também aparecem como sendo alternativas de geração de energia elétrica.

A biomassa e apresenta uma oportunidade de geração de energia através da utilização de materiais que antes eram descartados. Esse tipo de sistema hoje tem sido muito empregado em centrais com cogeração.

Outra forma de energia é a geotérmica, que apenas pode ser produzida em algumas regiões do mundo, onde a espessura da crosta terrestre é suficiente para que haja o acesso ao interior da terra onde se encontra água em temperatura muito elevada. Nesse tipo de geração de energia o princípio é levar a água até um ponto em que ela se transforme em vapor. Esse vapor é utilizado para movimentar uma turbina ligada a um gerador elétrico.

Outras formas de energia buscam aproveitar a energia contida nos oceanos. Diversos são os métodos, como aproveitamento das ondas, das marés e das correntes marítimas. Entretanto, apesar de todas parecerem formas de geração promissoras, ainda se encontram em fase experimental (WILLIS; SCOTT, 2000).

2.2.2 Sistemas de Armazenamento

Os armazenadores de energia são dispositivos essenciais para o bom funcionamento das microrredes. Sua principal função é viabilizar o balanço entre a geração e o consumo de energia elétrica. Devido à capacidade de resposta rápida aos desequilíbrios entre carga e geração, os armazenadores de energia atuam como reguladores de tensão e frequência em casos onde não há máquinas síncronas com capacidade de controle associadas às fontes primárias. Além disso, são os armazenadores de energia que fornecem a energia inicial exigida para uma transição suave entre a operação conectada à rede para a operação ilhada das microrredes. (RIBEIRO 2010) (LIDULA; RAJAPAKSE, 2010).

As principais formas de armazenamento disponíveis atualmente são: baterias eletroquímicas, as baterias eletromecânicas (*flyheels*), as bobinas supercondutoras e os supercapacitores.

As baterias eletroquímicas possuem um alto custo de implementação e manutenção e podem causar sérios danos ao meio ambiente quando descartadas, mas ainda assim, são os dispositivos de armazenamento mais utilizados.

As demais tecnologias de armazenamento citadas estão avançando tecnologicamente e se tornando cada vez mais comercialmente viáveis (KROPOSKI et al., 2008). Nas seções seguintes são apresentados alguns detalhes sobre esses armazenadores.

2.2.2.1 Baterias Eletromecânicas

As baterias eletromecânicas são dispositivos que armazenam energia sob a forma cinética, numa massa inercial (volante de inércia ou *Flywheel*) que roda a grande velocidade.

A quantidade de energia cinética armazenada nessa massa é dada pela expressão (2-1):

$$E_c = \frac{1}{2} I \cdot \omega^2 \quad (2-1)$$

Na qual

w velocidade de rotação;

I momento de inércia do volante.

O momento de inércia I é dado pela expressão (2-2):

$$I = K \cdot M \cdot R^2 \quad (2-2)$$

Na qual

K constante de inércia;

M massa;

R raio.

Para se armazenar a maior quantidade de energia, o volante necessita rodar à máxima velocidade possível, pois a energia cinética depende do quadrado da velocidade de rotação. Esse fato origina grandes forças centrífugas, que podem levar à desintegração do equipamento. Assim, a densidade e a resistência mecânica do material do volante são fatores determinantes para a maximização da função de armazenamento para uma dada geometria.

Com o intuito de minimizar o atrito do volante de inércia, dois subsistemas podem ser implementados:

1. O volante é colocado para rodar sob o efeito de um conjunto de chumaceiras (apoios sobre o qual se move um eixo) magnéticas, que pela ação de campos magnéticos repulsivos o fazem levantar, girando na ausência de contato físico com qualquer elemento;
2. O volante é inserido em um invólucro fechado, onde se faz vácuo.

Intrinsecamente integrado ao volante encontra-se um conjunto de pares de polos magnéticos que interatuam com um conjunto de bobinas estacionárias acopladas ao invólucro. Esse conjunto introduz uma máquina elétrica de ímãs permanentes que permite um fluxo de energia do exterior para a bateria (traduzindo-se num aumento da velocidade de rotação) ou em sentido contrário (provocando uma redução dessa velocidade).

Os volantes utilizados por alguns fabricantes são constituídos por aço de alta resistência, que permite alcançar velocidades de rotação de dezenas de milhares de rpm. (rotações por minuto). Entretanto, já se encontram disponíveis sistemas, que utilizam rotores de materiais compósitos², podendo atingir velocidades de rotação de centenas de

² Materiais que possuem pelo menos dois componentes ou duas fases, com propriedades físicas e químicas nitidamente distintas, em sua composição

milhares de rpm. (PLATER; ANDREWS, 2013) (STAHL; MOOR, 2013).

Como principais vantagens desse tipo de sistema, salientam-se os seguintes aspectos:

- Capacidade de entregar elevadas potências instantaneamente (as correntes máximas estão limitadas apenas pela seção dos enrolamentos estacionários, existindo já protótipos onde estes são constituídos por materiais supercondutores a altas temperaturas);
- Robustez em relação às cargas e descargas;
- Compacto (pesam 1/10 do peso de uma bateria química e ocupam apenas 1/3 do espaço);
- Pode operar sob condições de grandes variações de temperatura;
- Tempo de recarga muito rápido;
- Tempo de vida útil muito longo, sem elevada necessidade de manutenção;
- Sistema silencioso e não poluente;
- Após o tempo de vida útil, é 100 % reciclável.

A penetração destes dispositivos no mercado tem-se efetuado de forma lenta, mas segundo alguns especialistas dentro de poucos anos a utilização dos volantes de inércia se intensificará (DELGADO; SARAIVA; ALMEIDA, 2013).

2.2.2.2 Bobinas Supercondutoras

Nas bobinas supercondutoras SMES (*Superconducting Magnetic Energy Storage*), a energia elétrica é armazenada no campo magnético de uma indutância cujas espiras são constituídas por material supercondutor. Devido à sua baixíssima resistência elétrica, a corrente pode fluir na bobina em circuito fechado durante muito tempo, permitindo manter energia armazenada, que pode ser utilizada a qualquer instante para suprir deficiências de curta duração em cargas expostas a fenômenos perturbadores.

A primeira empresa a disponibilizar esta tecnologia para aplicações práticas na área da reparação da qualidade da energia foi a *American Superconductor* em 1988 (STAHL; MOOR, 2013). Um diagrama com o princípio do funcionamento de uma SMES aplicada a uma instalação é apresentado na Figura 2-8. O funcionamento genérico desta aplicação procede da seguinte maneira:

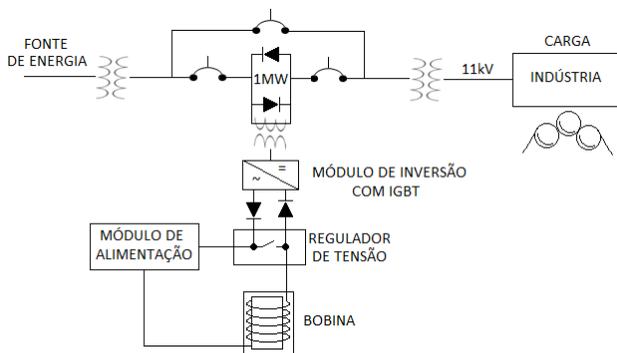


Figura 2-8 – Diagrama de aplicação de uma SMES (DELGADO, SARAIVA E ALMEIDA, 2013)

1. Em situação normal de operação: na ausência de corte de fornecimento, a energia flui diretamente da empresa fornecedora para a instalação. A bobina do acumulador magnético supercondutor é percorrida por uma corrente contínua através do interruptor “Regulador de Tensão”, que se encontra fechado. O “Módulo de Alimentação” garante que a bobina se encontre sempre com a carga máxima, aumentando o valor da corrente contínua nas espiras sempre que esta diminui devido a pequenas perdas;
2. Em situação de reparação: quando ocorre uma perturbação, subtensão ou corte na alimentação em qualquer uma das fases que chega à instalação, a eletrônica desse dispositivo abre instantaneamente o interruptor do “Regulador de Tensão” e o “Módulo de Inversão” (com IGBT – *Insulated Gate Bipolar Transistor*) injeta energia nas fases do sistema trifásico da rede para reparar o defeito. A instalação é alimentada a partir da bobina durante o tempo de duração da perturbação. Uma vez superada a situação, a bobina volta a carregar-se e fica imediatamente disponível para uma nova atuação.

Esta tecnologia permite superar grande parte dos fenômenos perturbadores para as cargas críticas dos setores mais sensíveis, tornando-os desse modo mais competitivos.

2.2.2.3 Supercapacitores

A utilização de capacitores (ou condensadores) como acumuladores de energia sempre esteve condicionada ao fato de as tecnologias disponíveis apresentarem capacidades e densidades de energia relativamente baixas e por apresentarem significativas correntes de fuga, o que conduzia à uma descarga relativamente rápida. Os métodos de construção destes dispositivos têm sido aperfeiçoados, recorrendo a novos princípios, materiais e geometrias que têm permitido desenvolver condensadores com capacidades, densidades de energia e de potência mais elevados. Estes dispositivos designam-se hoje por supercapacitores ou ultracapacitores, e desempenham um papel importante como alternativas para a acumulação de energia elétrica e na construção de aparelhagem com *Ride Through Capability* (capacidade de autoalimentação). (SIEMENS, 2009).

Os avanços mais recentes nesse domínio permitem obter supercapacitores com capacidades de milhares de Faraday em volumes extremamente reduzidos, conferindo-lhes um enorme potencial para o armazenamento de energia elétrica e para suprir energia nas mais diversas situações, com grandes vantagens sobre outras tecnologias, atingindo-se densidades de potência da ordem dos 3000 W/litro e de energia na casa dos 50Wh/Kg (DELGADO; SARAIVA; ALMEIDA, 2013).

As diferenças mais significativas entre os supercapacitores e as baterias químicas estão na densidade de energia e de potência dos mesmos. Os supercapacitores possuem densidades de energia baixas e densidades de potência muito altas, já as baterias químicas possuem densidades de energia muito elevadas e velocidades de escoamento bastante baixas (CSIRO, 2013).

Entre as suas principais vantagens pode se destacar:

- Podem carregar-se e descarregar-se quase indefinidamente, tendo, portanto um tempo de vida útil muito longo;
- Disponibilizam correntes de descarga elevadas;
- Praticamente não requerem manutenção;
- Os tempos de carga e de descarga são idênticos e muito curtos;
- São fabricados com materiais não tóxicos e relativamente baratos;
- Operam em situações ambientais adversas.

Os supercapacitores já são utilizados como *buffers* (seguidores) de energia elétrica para os mais diversos dispositivos eletrônicos de elevada sensibilidade, permitindo a sua correta operação quando a qualidade da energia apresenta perturbações.

2.2.3 Sistema de Controle

O sistema de controle da microrrede precisa ser projetado para uma operação segura do sistema tanto no modo conectado à rede, como no modo ilhado. Quando operando no modo ilhado, o sistema de controle deve ser capaz de controlar a frequência e a tensão locais, através da regulação da geração de potência ativa e reativa, respectivamente, e atuar na proteção da microrrede.

No modo ilhado, o controle de frequência é um grande desafio. Em usinas de geração de eletricidade de grande porte, a resposta de frequência é baseada nas massas girantes das turbinas que, por sua vez, apresentam inércia grande. Nas unidades de geração distribuída, ocorre o oposto, pois se trata de usinas de pequeno porte que utilizam tecnologias de baixa ou nenhuma inércia. Por isso os sistemas de controle utilizados devem ser adaptados para fornecer a mesma resposta de frequência que seria obtida caso uma usina com grande inércia estivesse conectada ao sistema. A estratégia de controle de frequência nas microrredes deve explorar a capacidade que as tecnologias utilizadas em GD tem de alterar sua potência ativa, a resposta dos dispositivos de armazenamento e o corte de carga.

A regulação da tensão é necessária para a confiabilidade e estabilidade da microrrede. Sem um controle efetivo da tensão, sistemas com alta penetração de GD estão sujeitos a excursões e oscilações de tensão ou potência reativa. O controle de tensão requer que exista um fluxo de potência reativa entre as fontes.

O problema da regulação da tensão ocorre tanto no modo conectado à rede como no modo ilhado. Quando conectado à rede, as unidades de GD podem ser utilizadas em serviços ancilares para sustentar a tensão local (KROPOSKI et al., 2008).

2.2.4 Marcos Regulatórios Brasileiros

Nesta seção são apresentados os principais marcos regulatórios brasileiros que impulsionaram e viabilizam a implantação de geração distribuída e de mini e microgerações. Em seguida estão evidenciados os aspectos regulatórios mais significativos associados à implantação das microrredes no Brasil.

- 1995, Lei nº 8.987: Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos;
- 1995, Lei nº 9.074: Criou a figura do produtor independente, sendo permitida a comercialização da energia elétrica diretamente com o consumidor cuja demanda seja igual ou superior a 3000kW.
- 1999, Resolução nº 112: Estabelece os requisitos necessários à obtenção de Registro ou autorização para implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia.
- 1999, Resolução nº 281: Regulamenta o acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição. Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.
- 1999, Resolução nº 371: Regulamenta a contratação e comercialização de reserva de capacidade por autoprodutor ou produtor independente, para atendimento a unidade consumidora diretamente conectada às suas instalações de geração.
- 2000, Resolução nº 021: Estabelece os requisitos necessários à qualificação de centrais cogeneradoras de energia e dá outras providências.
- 2002, Lei nº 10.438: Dispõe sobre a criação do PROINFA, que foi revisado pela lei 10.762/2003, tem como objetivo a diversificação da matriz energética brasileira e a busca por soluções de cunho regional. Definiu a figura do Produtor Independente Autônomo – PIA.
- 2004, Lei nº 10.848: Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como desses com seus consumidores, no SIN, dar-se-á mediante contratação regulada ou livre, nos termos desta Lei e do seu regulamento.
- 2004, Decreto 5.163: Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá

outras providências. Estabelece a operacionalização e o conceito de GD.

- 2004, Resolução nº 077: Estabelece os procedimentos vinculados à redução da TUST e TUSD, para empreendimentos hidroelétricos e aqueles com fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, com potência instalada ≤ 30 MW.
- 2005, Resolução nº 167: Estabelece as condições para a comercialização de energia proveniente de Geração Distribuída.
- 2012, Resolução nº 481: Estabelece o desconto modificado para TUSD e TUST para energia fotovoltaica.
- 2012, Resolução nº 482: Estabelece o acesso da mini e microgeração.

Pela Resolução Normativa nº 482, citada anteriormente, é definida a micro e minigeração distribuída como sendo:

Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. (ANEEL,2012e)

Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. (ANEEL,2012e)

O acesso destas fontes ao sistema de distribuição será feito através de um Acordo Operativo entre as partes (agente distribuidor e agente gerador), ficando dispensada a necessidade de firmar um contrato de geração.

Consumidores da classe A³ ou B⁴ que desejarem conectar um sistema de micro ou minigeração à rede de distribuição devem celebrar um acordo operativo com a concessionária local, sendo dispensada a necessidade de firmar um contrato de concessão (tal contrato é exigido para as demais centrais geradoras que desejam se conectar ao sistema de distribuição).

A “remuneração” pela energia ativa gerada será dada por um sistema de compensação de energia elétrica, ou *net metering*, definido por:

Sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados. (ANEEL, 2012e)

Se, após o faturamento, houver saldo positivo de energia gerada, o consumidor tem até 36 meses para utilizar este crédito. Expirado esse tempo, o consumidor perde o direito de ônus sobre esse crédito e os mesmos serão revertidos em prol da modicidade tarifária.

A compensação de energia se dará prioritariamente na mesma unidade consumidora em que a geração está instalada. Entretanto, havendo outras unidades com mesma titularidade, os créditos de energia podem ser transferidos. Para ter a mesma titularidade as unidades precisam estar cadastradas, junto à concessionária, com o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ).

Os custos das instalações necessárias para a conexão da micro ou minigeração são de responsabilidade do consumidor interessado. Contudo, cabe à concessionária realizar as devidas instalações e efetuar a cobrança ao consumidor.

A resolução Normativa nº 482 tem como objetivo incentivar a instalação de geração distribuída de pequeno porte, entretanto, como apresentado anteriormente na definição de micro e minigeração, a

³ consumidores atendidos pela rede de alta tensão, de 2,3 a 230 kV.

⁴ consumidores atendidas em tensão inferior a 2,3 kV.

regulamentação só contempla fontes que utilizam energia hidráulica, solar, eólica, biomassa, excluindo a possibilidade da instalação de fontes de energia térmicas como as microturbinas e as células combustíveis que não estejam em um sistema de cogeração qualificada.

A instalação de GD com potência superior a 1MW está também sujeita aos processos de acesso e autorização definidos pelo Prodist, que incluem a formalização de compra e venda de energia através de contrato estabelecido entre o agente gerador e a concessionária local. As instalações que fizeram uso de recursos hídricos estão sujeitas também a realizar pedido de concessão junto à ANEEL.

A contratação da energia elétrica proveniente de empreendimentos de GD com mais de 1MW será precedida de chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição. O agente de GD só poderá comercializar sua energia com a concessionária detentora de concessão na área de instalação da geração. A quantidade de energia que uma distribuidora pode comprar proveniente desse tipo de geração é limitada a 10% da carga total da distribuidora.

Após a operação do sistema é realizada a Contabilização de Energia Elétrica em que são verificados os contratos de compra e venda de energia. Caso o agente gerador que não tenha produzido a energia elétrica contratada pela distribuidora, o mesmo deverá pagar pela energia faltante ao Preço de Liquidação das Diferenças (PDL), definido no Mercado do Curto Prazo. Essas tramitações são administradas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). (BRASIL, 1995) (BRASIL, 2004).

As resoluções citadas anteriormente tratam do incentivo de fontes de energia renováveis e da inserção de fontes de pequeno porte, entretanto, não existe uma regulamentação específica para microrredes, que viabilize a operação dessas redes de forma ilhada. Apesar disso, de acordo com o Prodist, é possível que uma central geradora venha a operar na forma de uma microrrede. No seu Módulo 1 – Introdução, são definidos os termos ilhamento e microrrede como sendo:

Ilhamento: Operação em que a central geradora supre uma porção eletricamente isolada do sistema de distribuição da acessada. (ANEEL, 2012a)

Microrrede: Rede de distribuição de energia elétrica que pode operar isoladamente do sistema de distribuição, atendida diretamente por uma central geradora. (ANEEL, 2012a)

Segundo o Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, para todas as centrais geradores com potência acima de 300kW deve ser realizado um estudo de viabilidade de ilhamento, sendo que o tal estudo deve avaliar a qualidade da energia da microrrede envolvida. Os procedimentos anteriores definem e possibilitam a formação de microrredes, mas não garantem. Para tanto, é necessária a permissão da distribuidora acessada.

Apesar da regulamentação estabelecida pela ANEEL, no Brasil, ainda não existe um sistema de distribuição que opere na forma de microrrede.

3 ANÁLISE DE CONFIABILIDADE PARA REDES ATIVAS DE DISTRIBUIÇÃO

Neste capítulo são apresentados aspectos relevantes sobre os conceitos de confiabilidade aplicados neste trabalho. Inicialmente é apresentada uma diferenciação entre o cálculo e a estimação de indicadores. Em seguida são apresentadas as técnicas de estimação de indicadores aplicadas neste trabalho. Por fim são destacados alguns conceitos de probabilidade aplicados nos estudos de confiabilidade.

3.1 CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Confiabilidade é a probabilidade de um componente ou sistema funcionar adequadamente, durante um período de tempo determinado e sob uma condição de operação requerida.

Estudos de confiabilidade podem ser aplicados a qualquer processo ou sistema. Em sistemas de potência foi a partir de 1964 que se iniciaram os estudos nessa área (GUIMARÃES, 2006).

Os sistemas de transmissão e geração, por envolverem equipamentos e infraestrutura de maior custo e por causarem consequências maiores ao falharem, sempre tiveram mais atenção do que o sistema de distribuição em relação às técnicas de avaliação da confiabilidade.

Porém, com a abertura de competitividade no setor elétrico e com o aumento da penetração de GD, os estudos de confiabilidade em sistema de distribuição ganharam foco. (CASSULA et al., 2003)

O termo confiabilidade está associado a duas diferentes maneiras de análise. Uma delas é a apuração dos indicadores de confiabilidade através de registro de ocorrências – análise pretérita – e a outra é a estimação dos indicadores através de dados probabilísticos – análise preditiva. Essas diferentes formas de análise são detalhadas nas seções 3.1.1 e 3.1.2. Vale destacar que neste trabalho é realizado um estudo que envolve a aplicação de técnicas de análise preditiva da confiabilidade.

Existe ainda a divisão de estudos de confiabilidade em dois aspectos, sendo um relacionado com adequação e outro com segurança. A adequação do sistema refere-se à suficiência do mesmo em fornecer energia aos consumidores. Esse conceito está relacionado com a análise estática do sistema na ocorrência da saída forçada de um equipamento, desconsiderando detalhes acerca dos distúrbios causadores de cortes de energia. Já a segurança refere-se à capacidade do sistema de sustentar

algum distúrbio. Essa capacidade está associada ao comportamento dinâmico do sistema, ou seja, aos eventos que podem levar o sistema à instabilidade. (RESENDE, 2002) (TAO; SCHWAEGERL, 2009).

Tal divisão é realizada com o intuito de facilitar a análise do sistema de potência. Entretanto, já existem estudos em que se considera uma análise conjunta de adequação e segurança. É evidente a importância em se realizar tal estudo combinando, uma vez que os aspectos dinâmicos do sistema afetam a desempenho da adequação. Entretanto, neste trabalho só será abordada a análise de adequação, pois será avaliada somente a capacidade de geração necessária para atender a demanda. (ISSICABA; LOPES; ROSA, 2011), (ISSICABA; LOPES; ROSA, 2012)

3.1.1 Análise Pretérita da Confiabilidade

No caso brasileiro, a análise pretérita relacionada a indicadores de da confiabilidade em consumidores conectados à rede de distribuição consiste em registrar as ocorrências de falhas no sistema e posteriormente utilizar esse registro para efetuar o cálculo dos referidos indicadores. O valor obtido para os indicadores de confiabilidade são utilizados como referência da qualidade de fornecimento das distribuidoras, que são fiscalizadas pela ANEEL. No Módulo 8 – Qualidade de Energia do Prodist é estabelecida a metodologia de apuração dos indicadores de continuidade.

Tais indicadores são apresentados nas equações (3-1), (3-2), (3-3), (3-4), (3-5):

$$DIC = \sum_i^n t(i) \quad (3-1)$$

$$FIC = n \quad (3-2)$$

$$DMIC = t(i)_{máx} \quad (3-3)$$

$$DEC = \frac{\sum_j^{C_c} DIC(j)}{C_c} \quad (3-4)$$

$$FEC = \frac{\sum_j^{C_c} FIC(j)}{C_c} \quad (3-5)$$

Nas quais:

DIC duração de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão;

FIC frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão;

DMIC duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão;

DEC duração equivalente de interrupção por unidade consumidora;

FEC frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora;

i índice de interrupções da unidade consumidora, no período apurado;

n número de interrupções da unidade consumidora, no período apurado;

t(i) tempo de duração da interrupção (*i*) da unidade consumidora;

j índice de unidade consumidora

C_c número total de unidades consumidoras.

O índice *i* refere-se somente às interrupções superiores a 1 ou 3 minutos, dependendo do contrato estabelecido entre a ANEEL e a concessionária.

Entende-se por período de apuração, mencionado anteriormente, o tempo entre o início e o fim da contabilização das interrupções de fornecimento de energia elétrica. São utilizados períodos de apuração mensais, trimestrais e anual (DIAS, 2002).

Os limites de continuidade de serviço são definidos de acordo com os atributos físico-elétricos dos conjuntos de cada distribuidora, sendo assim, diferentes distribuidoras têm diferentes limites a serem respeitados.

A partir dos dados físico-elétricos das distribuidoras são calculados os limites para os indicadores DEC e FEC. Os valores desses limites são disponibilizados por meio de audiência pública. A realização dos cálculos dos limites segue a mesma periodicidade da revisão tarifária da distribuidora.

Os limites para os demais indicadores (DIC, FIC e DMIC) devem obedecer a valores tabelados que dependem da localização e tensão contratada dos consumidores. Além disso, esses limites estão correlacionados com a faixa de variação dos limites anuais dos índices coletivos. A Tabela 3-1 é um exemplo dos limites de continuidade

individuais para unidades consumidoras com tensão contratada menor que 1kV situadas em áreas urbanas.

A violação dos limites dos índices individuais pode gerar penalidades para as concessionárias em favor dos consumidores e a violação dos limites coletivos acarretará recolhimentos ao órgão regulador, a ANEEL. (DIAS, 2002)

Tabela 3-1 – Limite de Continuidade por Unidade Consumidora (PRODIST, 2012)

Faixa de variação de limites anuais de indicadores de continuidade dos conjuntos (DEC ou FEC)	Limite de Continuidade por Unidade Consumidora						
	Unidades Consumidoras com Tensão Contratada ≤ 1kV situadas em áreas urbanas						
	DIC (horas)			FIC (interrupções)			DMIC (horas)
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal	Mensal
1	16	8	4	11,2	5,6	2,8	2,09
2	16,47	8,23	4,11	11,45	5,72	2,86	2,18
3	16,95	8,47	4,23	11,7	5,85	2,92	2,26
4	17,43	8,71	4,35	11,95	5,97	2,98	2,35
5	17,91	8,95	4,47	12,2	6,1	3,05	2,43
6	18,38	9,19	4,59	12,45	6,22	3,11	2,52
7	18,86	9,43	4,71	12,7	6,35	3,17	2,6
8	19,34	9,67	4,83	12,95	6,47	3,23	2,69
9	19,82	9,91	4,95	13,2	6,6	3,3	2,77
10	20,30	10,15	5,07	13,45	6,72	3,36	2,86
11	20,77	10,38	5,19	13,7	6,85	3,42	2,94
12	21,25	10,62	5,31	13,95	6,97	3,48	3,03
13	21,73	10,86	5,43	14,20	7,10	3,55	3,11
14	22,21	11,1	5,55	14,45	7,22	3,61	3,2
15	22,69	11,34	5,67	14,70	7,35	3,67	3,29
16	23,16	11,58	5,79	14,95	7,47	3,73	3,37
17	23,64	11,82	5,91	15,2	7,6	3,8	3,46
18	24,12	12,06	6,03	15,45	7,72	3,86	3,54
19	24,6	12,3	6,15	15,7	7,85	3,92	3,63
20	25,08	12,54	6,27	15,96	7,98	3,99	3,71

No Módulo 8 do Prodinst também são estabelecidos os procedimentos relativos a qualidade do produto energia elétrica, porém esse tópico não está no escopo deste trabalho.

3.1.2 Análise Preditiva da Confiabilidade

A análise preditiva consiste em se determinar o grau de confiabilidade do sistema, através da estimação dos indicadores de confiabilidade. Para tanto, é necessário uma ferramenta capaz de simular as condições operativas da rede. Exemplos de condições operativas que podem ser simuladas são: os níveis de carga, as falhas em componentes, a atuação do sistema de proteção e os desligamentos programados para manutenção. A partir dessa simulação é possível identificar os pontos mais “fracos” da rede, ou seja, identificar os pontos mais suscetíveis à falha e com isso antever se algum ponto irá ultrapassar os limites estabelecidos pelo agente regulador. Sendo assim, esta análise serve como uma ferramenta de auxílio nas tomadas de decisão de planejamento, operação e expansão da rede a fim de evitar inconveniências aos consumidores e multas para as concessionárias (NASCIMENTO, 2009).

Tradicionalmente a análise preditiva da confiabilidade do sistema de potência elétrico pode ser realizada em três diferentes níveis hierárquicos: NH1, NH2 e NH3.

O nível hierárquico NH1 supõe que toda a geração e toda a carga estão conectadas a uma única barra, ou seja, não são consideradas as limitações do sistema de transmissão, por conta disso, o NH1 é também conhecido por confiabilidade do sistema de geração.

O nível hierárquico NH2 compreende a inclusão das falhas e limitações da transmissão à análise de geração, por isso, é classificada como confiabilidade composta geração-transmissão. Entretanto, no NH2 o parque gerador pode ser considerado 100% confiável e nesse caso é classificado como confiabilidade da transmissão.

O nível hierárquico NH3 engloba a rede de distribuição aos casos anteriores. Entretanto, essa inclusão eleva consideravelmente o espaço amostral de análise, sendo assim, direcionam-se os estudos para um caso particular em que se faz uma análise da rede de distribuição desacoplada da geração e transmissão (CAMARA NETO, 2011).

Os níveis hierárquicos apresentados anteriormente são os usuais, entretanto Silva, Pereira e Schilling (1989) estabeleceram o NH0. Nesse nível, a geração, transmissão e distribuição são considerados 100% confiáveis e o que se deseja é avaliar a confiabilidade do sistema energético, ou seja, o balanço entre a disponibilidade de energia e a demanda. Apesar de a geração ser considerada 100% confiável fatores externos que proporcionam incerteza no fornecimento de energia devem ser considerados. Dentre os tais fatores citados anteriormente se têm as

condições climáticas (seca, velocidade do vento, incidência de radiação solar) para fontes renováveis e fatores econômicos (preço e disponibilidade dos combustíveis) para as demais fontes.

Além disso, em 2004, Silva et al. propôs uma nova evolução dos níveis hierárquicos, que considera a inclusão de fontes de geração locais na rede de distribuição. Ou seja, no nível hierárquico NH3 além da avaliação das restrições da rede distribuição, também são avaliadas as fontes de geração presentes nessa rede. Tal inclusão se deve aos avanços da nova concepção estrutural do sistema de energia elétrica, em que há a inserção de fontes de GD, micro e minigeração na rede de distribuição.

A evolução dos níveis hierárquicos é apresentada na Figura 3-1.

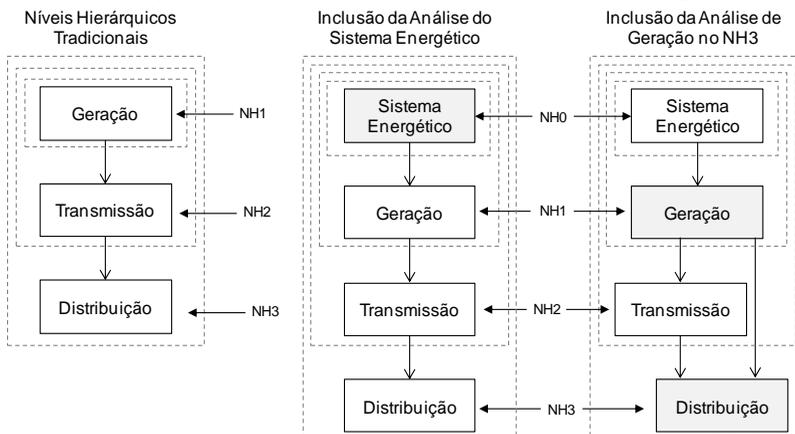


Figura 3-1: Evolução dos níveis hierárquicos do sistema de potência (ROSA, 2009)

Neste trabalho são realizados estudos no nível NH3, em que são consideradas as fontes de geração instaladas localmente na rede de distribuição e desconsideradas as demais fontes de geração e as limitações da transmissão, como pode ser verificado na descrição da metodologia, no Capítulo 4.

Para a realização dos estudos de confiabilidade são necessários basicamente estes três elementos:

1. os dados de confiabilidade dos componentes do sistema;
2. a representação topológica da rede em estudo;
3. uma metodologia para a estimação dos indicadores.

Os dados de confiabilidade mais importantes são a taxa de falha e taxa de reparo de cada elemento sistêmico. Tais taxas podem ser obtidas através de informações sobre a fabricação dos equipamentos e principalmente pelos dados históricos de ocorrências, que podem

extraídos dos estudos de avaliação pretérita. Além disso, as taxas de falha devem considerar fatores externos como animais, árvores, condições climáticas e erro humano, pois são as causas que mais acarretam descontinuidade na distribuição de energia. Geralmente pressupõe-se que tais taxas são constantes, ou seja, que os tempos de operação (tempos para a falha) e de reparo sigam a distribuição exponencial (GUIMARÃES, 2006).

A representação topológica pode ser feita por componente, mas devido à complexidade dos sistemas de distribuição, a aplicação de uma técnica que modifique a topologia do sistema e o deixe mais simples é atrativa. Técnicas como probabilidade condicional, conjuntos mínimos de corte, diagrama de árvore, diagrama lógico e simplificação por blocos podem ser aplicadas. Neste trabalho é aplicada a simplificação por blocos por ser uma técnica de fácil implementação, por não trazer prejuízos ao resultado final e por ser adequada à metodologia de estimação de indicadores aplicada neste trabalho (GUIMARÃES, 2006). Na seção 3.1.2.1 é apresentado o procedimento para realizar a simplificação por blocos.

A metodologia de cálculo de indicadores de confiabilidade do sistema de distribuição pode ser realizada através das seguintes técnicas:

- Enumeração de Estados, uma metodologia analítica;
- Simulação de Monte Carlo, uma metodologia estocástica;
- e ainda, através de uma metodologia híbrida, combinando as metodologias analíticas e estocásticas (SILVA et al., 2012).

Os métodos analíticos representam o sistema por um modelo matemático, em que o cálculo dos indicadores de confiabilidade é feito através de soluções numéricas diretas. O resultado desta aplicação são os valores médios dos indicadores, não fornecendo nenhuma informação sobre a dispersão dos valores. Por outro lado, esta metodologia apresenta a vantagem de obter resultados precisos e necessitar de baixo custo computacional (TAO; SCHWAEGERL, 2009).

Os métodos estocásticos estimam os índices de confiabilidade simulando o processo de operação e o comportamento aleatório do sistema. A realização desta simulação requer um alto tempo computacional. Como citado anteriormente, a técnica probabilística mais aplicada em estudos de confiabilidade do sistema de potência é a Simulação de Monte Carlo (SMC) e essa pode ser realizada de forma

sequencial (cronológica) ou não sequencial (TAO; SCHWAEGERL, 2009).

É possível observar que os métodos probabilísticos podem representar a aleatoriedade de variáveis como demanda, geração e processos de manutenção; além de refletir modelos dependentes no tempo. Apesar de os modelos analíticos terem servido com sucesso para a avaliação da confiabilidade, com o aumento da penetração de geração na rede de distribuição e devido ao incentivo aos procedimentos de gestão pelo lado da demanda a metodologia estocástica tem sido mais utilizada. Portanto, neste trabalho é aplicada a Simulação de Monte Carlo Sequencial como metodologia para estimar os indicadores de confiabilidade.

Na seção 3.1.2.2 apresenta-se com mais detalhes a Simulação de Monte Carlo Sequencial

3.1.2.1 Representação por Blocos

Um bloco é definido como o conjunto de elementos de um alimentador da rede de distribuição delimitados por um equipamento de manobra, proteção ou seccionamento. Cada bloco pode ser composto por trechos da rede primária (cabos ou linhas), transformadores e pode, ou não, estar associado a um ou mais pontos de cargas.

A cada bloco é associada uma taxa de falha (λ) e uma taxa de reparo (μ). Estes parâmetros são calculados através do agrupamento dos trechos e transformadores pertencentes ao bloco, os quais são considerados em série, pois a falha de qualquer um deles provocará a falha do bloco.

Na Figura 3-2 ilustra-se o processo de formação dos blocos.

Conforme apresentado na Figura 3-2, o Bloco BL1 é formado pelo trecho de linha LI1, já o Bloco BL2 é formado pelo trecho de linha LI2 e pelo transformador TR1. Sendo assim, do ponto de vista estatístico, as taxas de falha e reparo para estes blocos podem ser obtidas, respectivamente, pelas equações (3-6), (3-7), (3-8) e (3-9). Isto é possível porque supõe-se que as variáveis aleatórias, tempos de operação/reparo das linhas e transformadores são independentes. (DIAS, 2002)

$$\lambda_{BL1} = \lambda_{LI1} \quad (3-6)$$

$$\lambda_{BL2} = \lambda_{LI2} + \lambda_{TR1} \quad (3-7)$$

Nas quais:

- λ_{BL1} taxa de falha do bloco BL1;
 λ_{BL2} taxa de falha do bloco BL2;
 λ_{LI1} taxa de falha do treco LI1;
 λ_{LI2} taxa de falha do trecho LI2;
 λ_{TR1} taxa de falha do transformador TR1.

$$\mu_{BL1} = \mu_{LI1} \quad (3-8)$$

$$\mu_{BL2} = \frac{(\mu_{LI2} \cdot \lambda_{LI2}) + (\mu_{TR1} \cdot \lambda_{TR1})}{\lambda_{BL2}} \quad (3-9)$$

Nas quais:

- μ_{BL1} taxa de reparo do bloco BL1;
 μ_{BL2} taxa de reparo do bloco BL2;
 μ_{LI1} taxa de reparo do treco LI1;
 μ_{LI2} taxa de reparo do trecho LI2;
 μ_{TR1} taxa de reparo do transformador TR1.

A utilização de esquemas por blocos possibilita um menor esforço computacional para o cálculo dos índices devido à redução de componentes em análise. Esta simplificação não traz prejuízos aos resultados dos índices coletivos nem dos individuais, uma vez que os pontos de carga que não forem separados por dispositivo de proteção possuem os mesmos valores de índices. (ANDRADE, 2007)

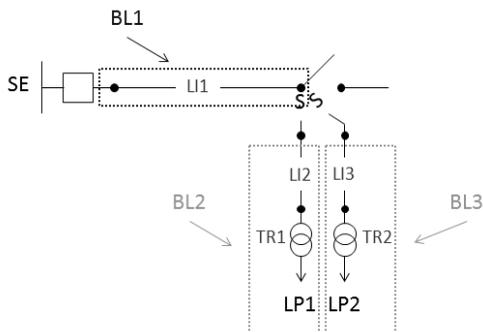


Figura 3-2 – Formação de Blocos em um Alimentador (ANDRADE, 2007)

3.1.2.2 Simulação de Monte Carlo Sequencial

A Simulação de Monte Carlo é um método estocástico computacional que utiliza números aleatórios para produzir resultados.

Assim, ao invés de se ter entradas fixas, distribuições de probabilidades são atribuídas a algumas entradas (ou todas). Após a execução da simulação geram-se distribuições de probabilidades também para as variáveis de saída.

A SMC pode ser ou não sequencial. Na abordagem não sequencial os estados do sistema são amostrados de forma aleatória. Na representação sequencial os estados são amostrados cronologicamente no tempo. A simulação de Monte Carlo Sequencial tem como principal característica a capacidade de representar aspectos cronológicos entre os estados dos elementos. Tais aspectos podem ser: variação da carga ou geração e variações horários dos recursos eólicos e solares.

O processo estocástico de operação do sistema é simulado pela amostragem de seqüências de estados operativos do sistema baseados na distribuição de probabilidades da duração dos estados. Nesta simulação os parâmetros de falha e recuperação dos componentes são representados por uma distribuição de probabilidades, podendo esta ser uma distribuição Exponencial, Gama, Normal, Lognormal ou Weibull. Com a distribuição de probabilidade dos parâmetros de falha e com um gerador de número aleatório é possível obter um histórico artificial que mostra os tempos para a falha (*TTF – time to failure*) e os tempos de reparo ou substituição (*TTR – time to repara*) dos elementos, em ordem cronológica. (GUIMARÃES, 2006)

A maioria dos componentes do sistema de distribuição podem ser representados por modelos Markovianos a dois estados operativos: operação e falha. A transição do estado de operação para falha é definida como taxa de falha (λ) e a transição de falha para recuperação é a taxa de reparo (μ). Na Figura 3-3 está representado o processo descrito anteriormente.

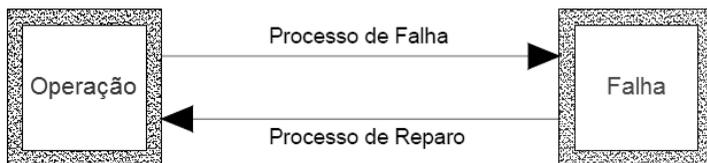


Figura 3-3 – Diagrama de espaço de estado de um componente (GUIMARÃES, 2006)

O tempo em que um componente fica em operação até a ocorrência de uma falha é o tempo para falha, *TTF*. Já o tempo iniciado na falha até a recuperação ou substituição do componente é o tempo

para reparo, TTR . Sendo assim, é possível formar uma série sintética de operação e falha de um componente, como ilustrado na Figura 3-4.

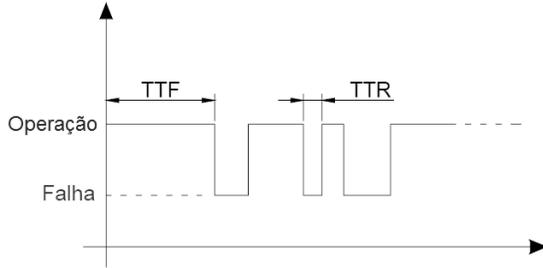


Figura 3-4 – Série Sintética Operação/Falha de um componente (GUIMARÃES, 2006)

Seja Q um índice que representa a indisponibilidade do sistema, o seu valor esperado \bar{Q} é dado pela Equação (3-10)

$$\bar{Q} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (3-10)$$

Na qual

x variável que representa o estado do sistema;

N número de estados amostrados;

i contador de estados amostrados;

Portanto, de acordo com Billinton e Li (1994), o grau de incerteza da SMC é obtido pelo seu coeficiente de variação α , definido pela Equação (3-11):

$$\alpha = \frac{\sqrt{V(\bar{Q})}}{\bar{Q}} \quad (3-11)$$

Na qual

$V(\bar{Q})$ variância da variável \bar{Q} ;

Como visto anteriormente, o sistema de distribuição foi modelado a dois estados, sendo assim, a variável x pode assumir o valor 0 se o sistema está em operação e 1 se o sistema está em falha, pelo fato de se estar avaliando a indisponibilidade do sistema.

A dispersão das amostras pode ser determinada pela variância $V(x)$, dada pela Equação (3-12)

$$V(x) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{Q})^2 \quad (3-12)$$

Sendo assim, a incerteza ao redor da estimativa pode ser medida pela variância da variável de estado, conforme a Equação (3-13)

$$V(\bar{Q}) = \frac{1}{N} V(x) \quad (3-13)$$

Na SMC o coeficiente de variação α pode ser utilizado como critério de parada da simulação. É usual aplicar o valor de 5% como limite.

A variável Q pode também representar a frequência ou duração das interrupções, para estudos de confiabilidade. Nestes casos, x pode assumir diferentes valores.

Para melhor compreensão desses conceitos supõe-se que se tem um período amostral de 10 anos e que nesse período o número de interrupções de cada ano do sistema em análise é dado a seguir:

$$x = [0 \ 1 \ 2 \ 2 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1]$$

Sabendo que $N=10$, o valor esperado obtido pela Equação (3-10) é:

$$\bar{Q} = \frac{1}{10} \cdot (0+1+2+2+0+1+0+0+0+1)$$

$$\bar{Q} = \frac{1}{10} \cdot 7$$

$$\bar{Q} = 0,7$$

Ou seja, tem-se uma média de 0,7 interrupções em um ano, que reflete a frequência de interrupções do sistema.

Para este caso, a variância obtida pelas Equações (3-12) (3-13) é:

$$V(\bar{Q}) = \frac{1}{10} \cdot \frac{1}{10} \cdot [5 \cdot (0-0,7)^2 + 3 \cdot (1-0,7)^2 + 2 \cdot (2-0,7)^2]$$

$$V(\bar{Q}) = \frac{1}{100} \cdot 6,1$$

$$V(\bar{Q}) = 0,061$$

Substituindo os valores de $V(\bar{Q})$ e \bar{Q} na Equação (3-11), o coeficiente de variação é:

$$\alpha = \frac{\sqrt{0.061}}{0.7}$$

$$\alpha = \frac{0.24698}{0.7}$$

$$\alpha = 0.35283$$

Aplicando o limite usual de 5% para o coeficiente de variação para o exemplo anterior, nota-se que a simulação não convergiu ($0.35 > 0.05$). Quanto maior for o espaço amostral do experimento menor será o valor do coeficiente de variação, portanto o experimento irá tender para a convergência.

Neste trabalho é adotado o número máximo de anos de simulação como critério para parada da simulação. Nos estudos de caso realizados, foi verificado que para 10.000 anos de simulação, todos os resultados apresentam um coeficiente de variação menor que 5%. Sendo assim, é adotado esse valor para o número máximo de anos simulação.

A metodologia detalhada para execução da simulação de Monte Carlo Sequencial aplicada neste trabalho foi baseada em Andrade (2007). Os passos detalhados dessa simulação são apresentados no próximo capítulo.

3.2 CONCEITOS DE PROBABILIDADE APLICADOS EM ESTUDOS DE CONFIABILIDADE

Nesta seção apresentam-se alguns conceitos básicos que são aplicados nos modelos probabilísticos desenvolvidos neste trabalho e discutidos no Capítulo 4. Na seção 3.2.1 são definidas as variáveis aleatórias discretas e contínuas e as funções de probabilidade associadas às mesmas. Na seção 3.2.2 são apresentadas algumas distribuições de probabilidade de maior relevância para este trabalho. E na 3.2.3 é apresentado o processo de Markov.

3.2.1 Variável Aleatória

A teoria de confiabilidade originou-se a partir da realização de experiências reais cujos resultados não podem ser previstos com exatidão. Associado a essas experiências está o conjunto de todos os possíveis resultados, denominado espaço amostral e representado por S (CLARKE; DISNEY; 1979).

O sorteio de duas moedas é um exemplo de experimento cujo espaço amostral é:

$$S = \{(cara, cara), (cara, coroa), (coroa, cara), (coroa, coroa)\}$$

Analisando o comportamento operativo de um elemento da rede elétrica tem-se o espaço amostral, ou conjunto de possíveis soluções como segue:

$$S = \{(operação), (falha)\}$$

Em um exemplo em que esteja sendo analisado o comportamento operativo de dois elementos da rede o espaço amostral passa a ser:

$$S = \{(operação, operação), (operação, falha), (falha, operação), (falha, falha)\}$$

As palavras “operação” e “falha” podem ser substituídas pelos números 0 e 1, respectivamente. Assim o espaço amostral toma forma a seguir:

$$S = \{(0, 0), (0, 1), (1, 0), (1, 1)\}$$

O processo realizado de associar uma medida ou contagem aos pontos do espaço amostral, como do exemplo anterior, caracteriza a existência de uma variável aleatória. Por definição, uma variável aleatória X é uma função que associa um número a cada ponto do espaço amostral. Na Figura 3-5 ilustra-se essa situação (CLARKE; DISNEY, 1979).

As variáveis aleatórias podem ser tanto discretas como contínuas. As variáveis aleatórias discretas estão associadas a resultados contidos em um conjunto finito e enumerável. Por outro lado, para as variáveis aleatórias contínuas os possíveis resultados abrangem infinitos números reais contidos em um intervalo finito (BARBETTA; REIS; BORNIA, 2010).

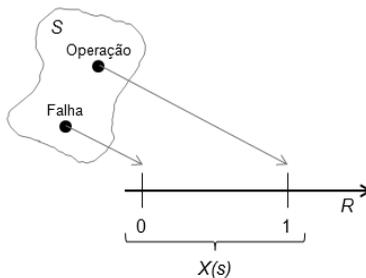


Figura 3-5 – Representação de uma variável aleatória

No exemplo anterior, dos estados de operação de um componente, a variável aleatória é discreta. Já o tempo que um

componente permanece no estado (operativo ou falha) é um exemplo de variável aleatória contínua.

Para uma variável discreta X_i existe um $p(X_i)$ que é a probabilidade de ocorrência de um determinado evento. Tal afirmação é verdadeira se satisfaz as condições expressas em (3-14) e (3-15).

$$\sum_{i=1}^{\infty} p(X_i) = 1 \quad (3-14)$$

$$0 \leq p(X_i) \leq 1 \quad (3-15)$$

O conjunto de valores de $p(X_i)$ forma uma função distribuição de probabilidade (BARBETTA; REIS; BORNIA, 2010).

Se X_i for uma variável contínua, a cada valor pode ser associada uma função de densidade de probabilidade $f(X_i)$, definida em (3-16)

$$f(X_i) = \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{p[x \leq X_i \leq x + \Delta x]}{\Delta x} \quad (3-16)$$

Além disso, a equação (3-16) deve satisfazer as seguintes condições:

$$\int_{-\infty}^{+\infty} f(X_i) dx = 1 \quad (3-17)$$

$$0 \leq f(X_i) \leq 1 \quad (3-18)$$

As funções distribuição e densidade de probabilidade não fornecem o valor da probabilidade da ocorrência de um evento, pois tal valor só pode ser obtido para um intervalo de números definido. Por exemplo, a probabilidade de uma variável X_i discreta entre os valores a e b é:

$$P(a \leq x \leq b) = \sum_{i=a}^b p(X_i) \quad (3-19)$$

Para uma variável X contínua a probabilidade no intervalo $[a, b]$ é obtida pela equação (3-20):

$$P(a \leq x \leq b) = \int_a^b f(X) dx \quad (3-20)$$

É possível ainda obter a função distribuição de probabilidade acumulada $F(X)$ que fornece a probabilidade de uma variável aleatória X ser menor que X_i , conforme a equação (3-21):

$$F(X) = P(X \leq X_i) \quad (3-21)$$

Para variáveis aleatórias discretas a função distribuição de probabilidades assume a forma da equação (3-22) e para variáveis contínuas a forma da equação (3-23):

$$F(X_i) = \sum_{i \leq j} p(X_i) \quad (3-22)$$

$$F(X_i) = \int_{-\infty}^{x_i} f(x) dx \quad (3-23)$$

Sendo assim, a função densidade de probabilidade pode ser obtida pela derivada de $F(X)$, conforme mostra a equação (3-24)

$$f(x) = \frac{dF(x)}{dx} \quad (3-24)$$

3.2.2 Distribuições de Probabilidade

As distribuições de probabilidade são modelos probabilísticos padrões que podem ser aplicados em diversas situações de estudo. (BARBETTA; REIS; BORNIA, 2010).

Nesta seção discutem-se as distribuições discretas (binomial) e contínuas (uniforme e exponencial) que são aplicadas nos modelos desenvolvidos.

3.2.2.1 Distribuição Binomial

Considera-se uma experiência que tenha dois resultados, por exemplo, “sucesso” e “fracasso”. Supõe-se que tais resultados tenham, respectivamente, probabilidades p e q , em que $p + q = 1$.

A probabilidade de i sucessos em uma experiência com n tentativas independentes e a probabilidade p de sucessos é dada pela equação (3-25) (CLARKE; DISNEY; 1979).

$$p_i = \binom{n}{i} p^i q^{n-i} \quad (3-25)$$

Em que $i = 0, 1, 2, \dots, n$.

Pela utilização do teorema binomial tem-se:

$$\sum_{i=0}^n p_i = \sum_{i=0}^n \binom{n}{i} p^i q^{n-i} = (p + q)^n = 1^n = 1 \quad (3-26)$$

As probabilidades p_i obtidas em (3-25) formam a função de distribuição (ou densidade) binomial. Na Figura 3-6 é apresentado um gráfico ilustrando a função de distribuição binomial.

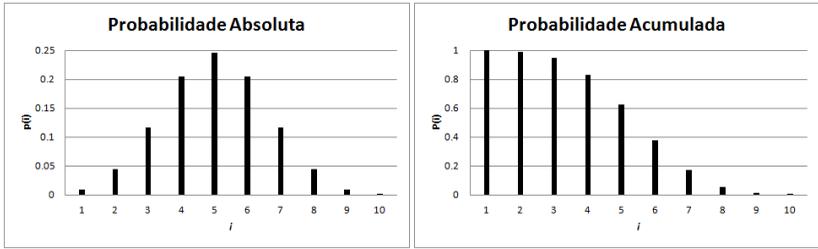


Figura 3-6 – Função de distribuição binomial

3.2.2.2 Distribuição Uniforme

Para uma variável aleatória X que tem seu contradomínio no intervalo $a \leq x \leq b$ é dita como tendo uma distribuição (ou densidade) uniforme se sua função de densidade de probabilidade é constante no intervalo, conforme mostra a equação (3-27) (CLARKE; DISNEY; 1979).

$$f(x) = \begin{cases} c, & a \leq x \leq b \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3-27)$$

Sendo que $\int_a^b f(x)dx = 1 = \int_a^b cdx$, então $c = 1/(b-a)$, portanto a equação anterior pode ser reescrita como:

$$f(x) = \begin{cases} \frac{1}{b-a}, & a \leq x \leq b \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3-28)$$

A função de distribuição de probabilidade acumulada para esse caso é apresentada na equação (3-29).

$$F(x) = \int_{-\infty}^x f(t)dt = \begin{cases} 0, & x < a \\ \frac{x-a}{b-a}, & a \leq x \leq b \\ 1, & x > b \end{cases} \quad (3-29)$$

Na Figura 3-7 as funções $f(x)$ e $F(x)$ para um o intervalo $[5,9]$ são apresentadas graficamente.

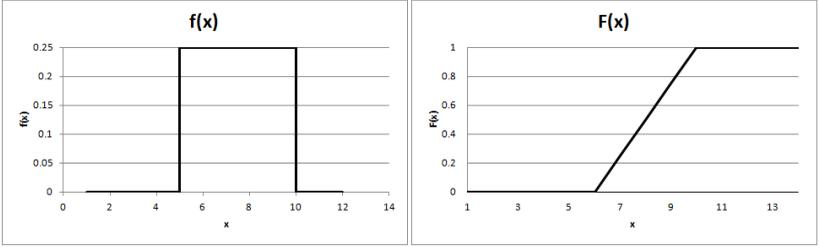


Figura 3-7 – Função de distribuição uniforme

3.2.2.3 Distribuição Exponencial

Sendo a uma constante positiva qualquer, uma variável aleatória contínua é segue uma distribuição exponencial no intervalo $0 \leq x < \infty$ caso tenha uma função de densidade de probabilidade da seguinte forma (CLARKE; DISNEY; 1979):

$$f(x) = \begin{cases} a \cdot e^{-ax}, & 0 \leq x < \infty \\ 0, & x < 0 \end{cases} \quad (3-30)$$

Nesse caso a função de distribuição de probabilidade acumulada correspondente é:

$$F(x) = \int_{-\infty}^x f(t)dt = \begin{cases} 1 - e^{-ax}, & 0 \leq x < \infty \\ 0, & x < 0 \end{cases} \quad (3-31)$$

Um gráfico representando o comportamento da distribuição exponencial, para uma constante $a = 0.6$ é ilustrado pela Figura 3-8.

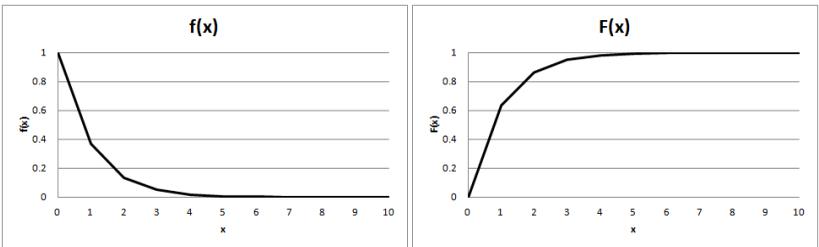


Figura 3-8 – Função de distribuição exponencial

3.2.3 Processo Estocástico Estacionário de Markov

O termo processo estocástico estacionário refere-se à situação em que uma experiência aleatória não conduz a uma única variável

aleatória, mas para uma sequência de variáveis associadas a funções de distribuição de probabilidade invariantes no tempo.

O problema, nesse caso, consiste em determinar a função de densidade de probabilidade e a função de distribuição de probabilidade acumulada para um conjunto de variáveis $\{X_1, X_2, \dots, X_n\}$. Tais funções podem ser definidas conforme as equações (3-32) e (3-33) (CLARKE; DISNEY; 1979).

$$p(i_1, i_2, \dots, i_n) = \Pr[X_1 = i_1; X_2 = i_2; \dots; X_n = i_n] \quad (3-32)$$

$$F(x_1, x_2, \dots, x_n) = \Pr[X_1 \leq x_1; X_2 \leq x_2; \dots; X_n \leq x_n] \quad (3-33)$$

O cálculo dessas probabilidades é de difícil solução, entretanto, para diversas aplicações é possível realizar simplificações. O caso de Markov refere-se a uma sequência aleatória $\{X_1, X_2, \dots, X_n\}$ em que a probabilidade condicional $p(i_n | i_1, \dots, i_{n-1})$ depende somente dos valores de i_n e i_{n-1} , resultando na simplificação mostrada na equação (3-34):

$$p(i_n | i_1, \dots, i_{n-1}) = p(i_n | i_{n-1}) = \Pr[X_n = i_n | X_{n-1} = i_{n-1}] \quad (3-34)$$

Ou seja, em um processo estocástico de Markov a probabilidade de o experimento atingir o estado i_n depende apenas da probabilidade do de ocorrer o estado anterior i_{n-1} . Ou ainda, se o estado do sistema é conhecido no “momento presente” (i_{n-1}), então o comportamento “futuro” (i_n) do sistema não depende do “passado”. Isso é o mesmo que dizer que o processo de Markov não possui “memória”.

4 METODOLOGIA E MODELOS DESENVOLVIDOS

Neste capítulo apresentam-se os modelos de representação dos elementos da rede e dos geradores distribuídos para o processo de simulação de Monte Carlo, visando à estimação dos indicadores de confiabilidade. Além disso, são descritas as principais etapas do processo de simulação.

4.1 MODELO DE REPRESENTAÇÃO DOS ELEMENTOS DA REDE

Os transformadores, alimentadores e barramentos da rede de distribuição são modelados pelo processo de Markov (descrito na seção 3.2.3) a dois estados, operação e falha. A transição do estado de operação para falha se dá pela taxa de falha (λ). A transição oposta, de falha para operação, se dá pela taxa de reparo (μ).

Considerando que os elementos da rede encontram-se em seu período normal de funcionamento (dentro da vida útil), a mudança do estado operativo para falha, e vice-versa, é um processo estocástico e estacionário. Neste trabalho considera-se que esse processo segue uma distribuição exponencial para a duração do estado operativo (BILLINTON; LI, 1994).

A função de probabilidade acumulada de uma distribuição exponencial é dada pela equação (4-1) em que λ assume o valor da constante positiva.

$$F(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad (4-1)$$

A variável λ é a taxa de transição do estado de operação para falha e é uma variável conhecida, e como o tempo de operação é suposto exponencial, a taxa de falha é constante.

Conhecendo a taxa de transição (λ) é possível obter a duração de determinado estado (t) aplicando o método de transformação inversa à equação (4-1), conforme é mostrado na equação (4-2):

$$t = -\frac{1}{\lambda} \ln U_a \quad (4-2)$$

Na equação anterior U_a é uma variável aleatória uniformemente distribuída no intervalo $[0,1]$.

Sabendo que λ é a taxa de falha, a duração do estado t é o tempo para falha *TTF* (*Time to Failure*), portanto a equação (4-2) pode ser reescrita conforme a equação (4-3):

$$TTF = -\frac{1}{\lambda} \ln U_a \quad (4-3)$$

De forma análoga, é possível obter o *TTR* (*Time to Repair*) pela equação (4-6), na qual μ é a taxa de reparo:

$$TTR = -\frac{1}{\mu} \ln U_a \quad (4-4)$$

Em alguns casos é conhecido o *Tempo Médio de Reparo* (*MTTR* – *Mean Time to Repair*) do elemento. Nesses casos é possível associar o *MTTR* à taxa de reparo através da expressão (4-5):

$$\mu = \frac{1}{MTTR} \quad (4-5)$$

Os equipamentos de manobra, proteção e seccionamento (disjuntores, seccionadores, chaves fusíveis e religadores automáticos) são considerados 100% confiáveis.

A representação dos elementos da rede é feita por simplificação por blocos, como descrito na seção 3.1.2.1. Os conceitos discutidos nesta seção podem ser expandidos para os blocos do sistema.

4.2 MODELO DE REPRESENTAÇÃO DA CARGA

A Simulação de Monte Carlo Sequencial permite que a carga do sistema seja modelada de forma estocástica, representada, por exemplo, através de curvas anuais dos transformadores de distribuição. Entretanto, neste trabalho a carga é considerada fixa durante todo o período de simulação, podendo receber os valores médios ou máximos anuais.

4.3 MODELO DE REPRESENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Neste trabalho utilizam-se quatro modelos para a representação da geração distribuída. O primeiro deles é o modelo convencional, denominado modelo CON, que pode representar qualquer tipo de fonte de energia elétrica que seja considerada despachável, como os MACI, as células combustíveis, as turbinas a gás e as PCHs. Os demais modelos contemplam as fontes intermitentes: solar fotovoltaica e eólica. Dois modelos são usados para representar os geradores eólicos, modelos definidos como EOLI e EOLII, e um modelo para a fonte solar

fotovoltaica, denominado FTV. Os modelos selecionados para representar os geradores foram escolhidos devido a suas características de representar o efeito estocástico (aleatório) e variável no tempo, para os casos de fontes intermitentes. Na literatura, muitos dos modelos disponíveis consideram as gerações 100% confiáveis, e quando são associadas a taxas de falhas são independentes do tempo. Além disso, para os modelos EOLII e FTV é possível adequar as curvas de geração de acordo com os fatores ambientais do local em análise, substituindo os dados de velocidade de vento e incidência de radiação solar nos modelos.

Os modelos CON e EOLI são baseados em processos markovianos a dois ou múltiplos estados. Nos modelos EOLII e FTV os parâmetros de saída são obtidos diretamente através de curvas características. Os parâmetros de saída do sistema de geração são: o número de unidades disponível, a potência fornecida por cada unidade e o tempo em que essa unidade pode fornecer essa potência. Para os modelos CON e EOLI supõe-se que a potência fornecida é constante durante todo o tempo em que a GD irá atuar isolada. No modelo EOLII, o valor da potência é fornecido a cada 10 minutos, e para o modelo FTV a discretização é de 1 minuto. Para os modelos EOLI, EOLII e FTV é considerado o acoplamento de um sistema de armazenamento para formar a microrrede.

A disponibilidade dos geradores distribuídos só será analisada quando houver possibilidade de operação em Microrrede. O comportamento desses geradores durante a operação conectada ao sistema não é verificada. Nessa situação, considera-se que o fornecimento de energia é garantido pela subestação.

Para todos os modelos de geração, é realizado um ajuste na tensão de fornecimento, de acordo com o nível de tensão da rede em estudo.

Nas seções 4.3.1, 4.3.2, 4.3.3 e 4.3.4 são detalhados os modelos de representação das fontes de GDs. A modelagem para o sistema de armazenamento empregado em conjunto com os modelos EOLI, EOLII e FTV é descrito na seção 4.3.5.

4.3.1 Modelo de GD Convencional – CON

O modelo CON aplicado neste trabalho foi utilizado em Andrade (2007) e representa as unidades de geração por modelos Markovianos a dois estados (operação/falha). Considera-se que esse tipo de GD é capaz de fornecer sua capacidade total de geração durante todo o tempo de

operação. Portanto, nesse modelo, avalia-se se as unidades de geração convencionais estão operando ou não.

Tal avaliação pode ser feita através da taxa de saída forçada (FOR) da unidade de geração. Como mostrado anteriormente, a transição do estado operativo para falha se dá pela taxa de falha (λ) e a transição oposta pela taxa de reparo (μ). Assim, supondo λ e μ constantes é possível calcular a FOR pela equação (4-6) (BILLINTON; ALLAN, 1996):

$$FOR = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (4-6)$$

A taxa de saída forçada é a indisponibilidade em regime permanente de uma unidade geradora estar indisponível. Para casos em que haja mais de uma unidade de geração a probabilidade da disponibilidade de capacidade de geração pode ser obtida por uma distribuição binomial. Supondo que as unidades sejam independentes entre si, que as suas probabilidades de falha não sejam modificadas pelas falhas em outras unidades, a probabilidade da disponibilidade de cada unidade pode ser calculada pela equação (4-7).

$$P(\text{disp}) = C_{\text{disp}}^{un} (1 - FOR)^{\text{disp}} FOR^{un - \text{disp}} \quad (4-7)$$

Na qual

$P(\text{disp})$ probabilidade da disponibilidade de geração;

disp número de unidades disponíveis;

un número total de unidades.

Com essas informações é possível montar a curva de probabilidade *versus* disponibilidade de geração. A formação dessa curva é descrita a partir de um exemplo hipotético para uma usina com três unidades geradoras de 5MW e FOR de 3%. Na Tabela 4-1 apresentam-se os valores de probabilidade e na Figura 4-1 é apresentada a curva de disponibilidade. Nota-se que tal exemplo somente se aplica para casos em que todas as unidades de geração possuem a mesma taxa de saída forçada.

A aleatoriedade do fenômeno está introduzida pela variável U uniformemente distribuída no intervalo [0,1] que será transposta no gráfico da Figura 4-1 para ser obtida a quantidade de unidades de geração disponível.

Nesse modelo, a potência disponível de geração é obtida no momento da falha, ou seja, em TTF e considera-se que essa potência

será constante durante toda a operação da microrrede, ou seja, durante um período de tempo igual ao *TTR*.

Tabela 4-1 – Probabilidade de disponibilidade de capacidade de geração (ANDRADE, 2007)

Nº de unidades disponíveis	Capacidade Disponível [MW]	Probabilidade	Probabilidade Acumulada
0	0	$\binom{3}{0}0.97^0 \cdot 0.03^3 = 0.000027$	0.000027
1	5	$\binom{3}{1}0.97^1 \cdot 0.03^2 = 0.002619$	0.002646
2	10	$\binom{3}{2}0.97^2 \cdot 0.03^1 = 0.084681$	0.087327
3	15	$\binom{3}{3}0.97^3 \cdot 0.03^0 = 0.912673$	1

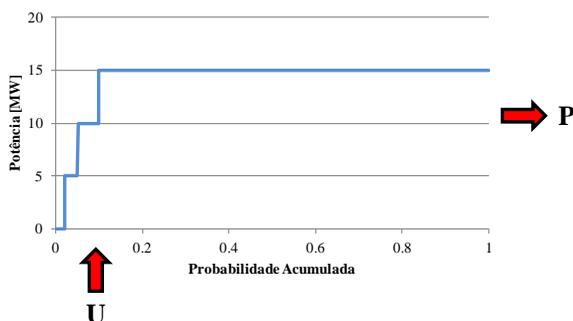


Figura 4-1 – Curva de probabilidade acumulada *versus* disponibilidade de geração (ANRADE, 2007)

4.3.2 Modelo de GD Eólica I – EOLI

O modelo de GD Eólica I consiste em gerar um número aleatório uniformemente distribuído entre 0 e 1 e determinar o valor correspondente da potência disponível através de uma curva de distribuição de probabilidade acumulada. A curva de probabilidade acumulada utilizada é o resultado da combinação de um modelo de turbina eólica com um modelo de representação da velocidade do vento. Neste trabalho é utilizada a curva de probabilidade acumulada desenvolvido por Leite (2005). Nas seções a seguir são descritos brevemente os modelos da turbina eólica, de velocidade de vento e a combinação de ambos.

4.3.2.1 Modelo da turbina eólica

Uma turbina eólica é modelada pelo processo de Markov a dois estados (operação e falha), como ilustrado na Figura 3-3. Os estados operativos, porém, passam a ser 2^N quando se tem N turbinas eólicas em uma usina. Na Figura 4-2 é ilustrada essa situação para $N=1$ e $N=2$, ou seja, tem-se 2 e 4 estados operativos respectivamente:

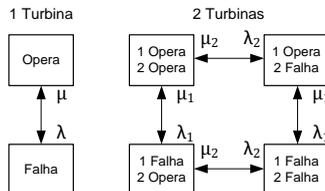


Figura 4-2 – Diagrama de transição dos estados operativos para sistema com duas turbinas eólicas (LEITE, 2005)

Na Figura 4-2 λ_1 e μ_1 são respectivamente as taxas de falha e reparo da turbina 1, λ_2 e μ_2 são respectivamente as taxas de falha e reparo da turbina 2.

Na condição operativa, a potência fornecida pela turbina é limitada pela sua curva Potência *versus* Velocidade do Vento, sendo assim, as características para a modelagem da turbina estão contidas na curva de potência fornecida pelo fabricante, uma vez que a velocidade do vento é tratada por um modelo separadamente.

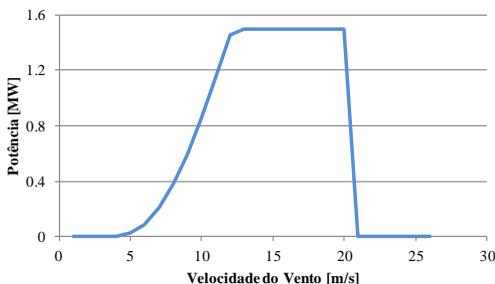


Figura 4-3 – Curva característica Potência *versus* Velocidade do Vento de uma turbina eólica (LEITE, 2005)

Na Figura 4-3 ilustra-se uma curva característica de uma turbina eólica.

Os dados da turbina eólica usadas em Leite (2005) estão descritos no ANEXO I.

4.3.2.2 Modelagem da velocidade do vento

A modelagem da velocidade do vento é realizada através da seleção de patamares de velocidade registrados de uma série temporal anual da velocidade de vento.

O modelo permite a transição entre estados não adjacentes, representando assim uma grande variação de velocidade em um pequeno espaço de tempo. Além disso, a possibilidade da ocorrência de um estado qualquer depende apenas da ocorrência anterior, formando assim uma cadeia de Markov, conforme é ilustrado na Figura 4-4 (LEITE, 2005).

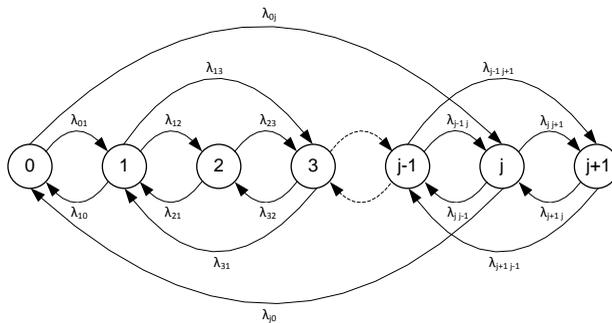


Figura 4-4 – Cadeia de Markov para a representação da velocidade do vento (LEITE, 2005)

Na figura anterior os estados de vento estão ordenados de forma crescente de velocidade e a transição de um estado $j-1$ para o estado j é dada pela taxa de transição $\lambda_{j-1,j}$.

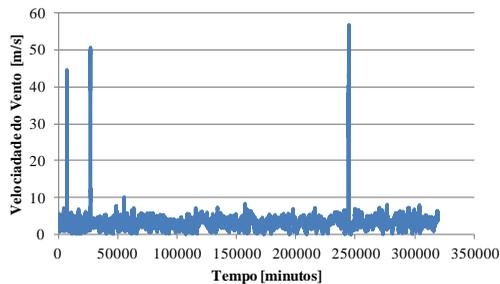


Figura 4-5 – Série temporal da velocidade do vento – Estação Nordeste (LEITE, 2005)

Em Leite (2005) a curva utilizada para extrair os patamares de velocidade de vento e as taxas de transição é uma série temporal real de uma estação anemométrica em uma região do Nordeste do Brasil no período de 01/04/2002 a 31/03/2003. Na Figura 4-5 é mostrada uma série temporal de velocidade do vento.

4.3.2.3 Combinação dos modelos da turbina eólica e velocidade do vento

A combinação dos estados operativos da turbina com o comportamento do vento resulta em um diagrama de transição de estados com $2^N \cdot n$ estados, em que N é o número de turbinas e n o número de estados ou patamares de velocidade de vento. Na Figura 4-6 é mostrado um exemplo de diagrama de transição para um caso com uma turbina e 4 patamares de velocidade de vento.

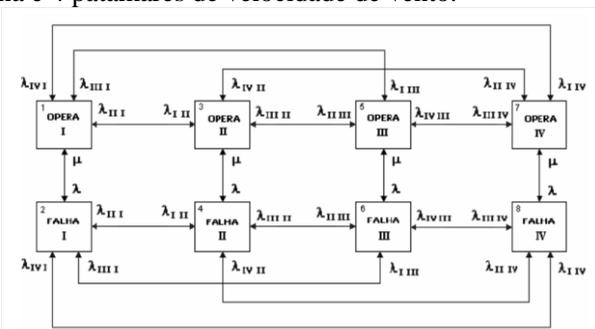


Figura 4-6 – Diagrama de transição de estados para combinação dos modelos de turbina eólica e velocidade de vento (LEITE, 2005)

Na figura anterior os números em romano indicam os patamares de velocidade e a taxa de transição entre os estados é dada por λ_{ij} . As respectivas taxas de falha e reparo da turbina eólica estão representadas por λ e μ .

Em Leite (2005) é apresentada a metodologia para obter a curva de probabilidade acumulada a partir do diagrama de transição da combinação dos modelos de turbina eólica e velocidade de vento. Neste trabalho a metodologia para obter a curva de distribuição de probabilidades não é apresentada, pois é somente de interesse a aplicação do modelo. Na Figura 4-7 é mostrada a curva para a turbina eólica de 1500W com 165 patamares de velocidade de vento (obtidos na região Nordeste). A tabela com os dados para formar essa curva são dados no ANEXO I.

Portanto, para se obter a potência disponível para unidades de geração distribuída do modelo EOL I basta gerar um número aleatório uniformemente distribuído no intervalo $[0,1]$ e encontrar o valor correspondente de potência na curva da Figura 4-7.

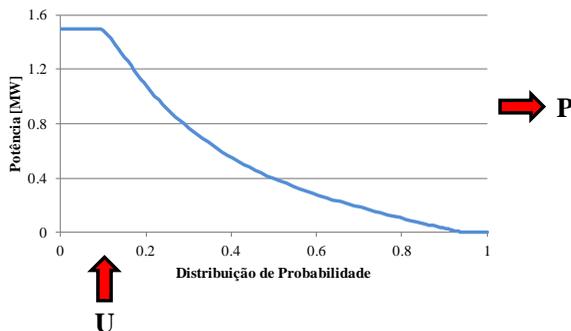


Figura 4-7 – Curva de distribuição da probabilidade acumulada da disponibilidade de potência (LEITE, 2005)

Assim como o modelo CON, nesse modelo, a potência disponível de geração é obtida no momento da falha (*TTF*) e considera-se que essa potência será constante durante toda a operação da microrrede (*TTR*).

4.3.3 Modelo de GD Eólica II – EOLII

Uma das características das fontes de geração eólica é a não continuidade no fornecimento de energia elétrica devido à variação constante da velocidade do vento.

Considerando essa característica, propõe-se neste modelo de geração a avaliação da geração em intervalos de 10 minutos. A escolha da discretização do tempo em 10 minutos se deve ao fato de que os valores de velocidades registrados em estações de medição anemométricas serem armazenados de 10 em 10 minutos (ANDRADE, 2007) (LEITE, 2005).

A determinação da potência disponível do modelo de geração EOLII é feita diretamente através das seguintes curvas:

- série temporal da velocidade do vento;
- curva característica da velocidade do vento;
- curva de distribuição de probabilidade acumulada de disponibilidade de unidades devido a taxa de saída forçada dos geradores eólicos.

A verificação da potência deve ser feita a cada intervalo de 10 minutos seguindo os passos descritos a seguir:

Passo 1 – Sendo i o contador de intervalos de tempo de 10 minutos, para um instante T_i determinar o correspondente valor de velocidade de vento V_i a partir da série temporal de velocidade de vento, conforme Figura 4-8;

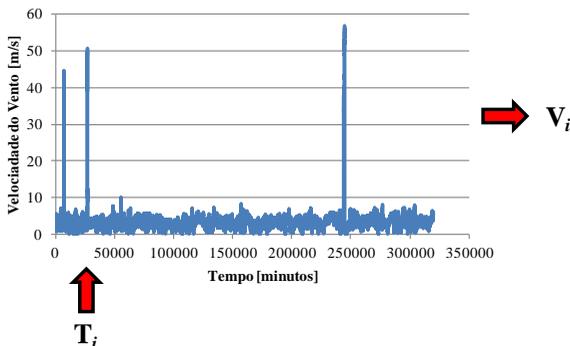


Figura 4-8 – Obtenção da velocidade do vento V_i para o tempo T_i (ANDRADE, 2007)

Passo 2 – Obter o valor de potência P_i correspondente à velocidade V_i na curva característica da turbina eólica, conforme Figura 4-9;

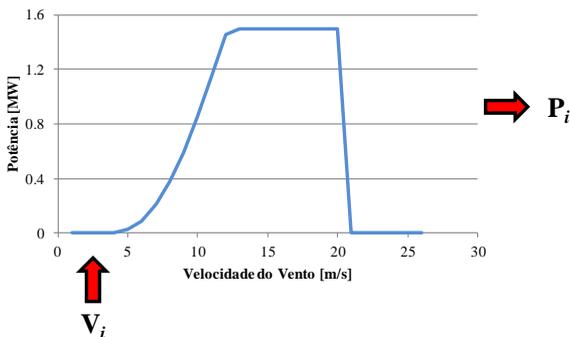


Figura 4-9 – Obtenção da potência gerada P_i no instante T_i (ANDRADE, 2007)

Passo 3 – Com um número aleatório uniformemente distribuído entre 0 e 1 obter o correspondente número de geradores eólicos disponíveis N_i pela curva de distribuição de probabilidade acumulada de disponibilidade de unidades devido à taxa de saída forçada, conforme ilustrado na Figura 4-10;

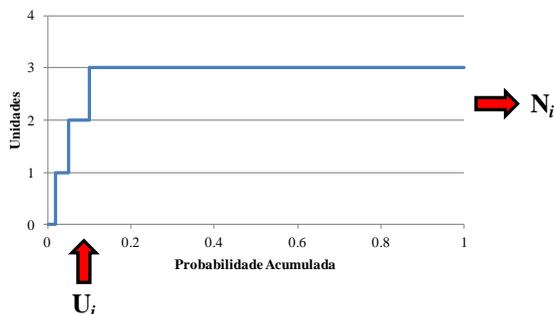


Figura 4-10 – Obtenção do número de geradores disponíveis N_i no instante T_i (ANDRADE, 2007)

Passo 4 – Multiplicar P_i por N_i para obter a potência total gerada pela usina.

Os passos 1 a 4 devem ser repetidos de $T_i = TTF$ até $T_i = TTF + TTR$.

O modelo descrito foi desenvolvido em Andrade (2007).

A curva de velocidade de vento utilizada nesse modelo é referente à estação solarimétrica e anemométrica de Petrolina, no estado de Pernambuco, no ano de 2010. Os dados da curva estão disponíveis no Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais (SONDA) do Instituto Nacional de Pesquisa Espaciais (INPE) (SONDA, 2013).

Os dados da curva característica da potência da turbina eólica são os mesmos utilizados em Leite (2005) no desenvolvimento do modelo EOLI e são apresentados no ANEXO I.

A curva de probabilidade acumulada de disponibilidade devido à saída forçada considera uma FOR=3% e foi montada conforme a seção 4.3.1.

4.3.4 Modelo de GD Solar Fotovoltaica – FTV

O modelo de geração solar fotovoltaica que é usado neste trabalho foi baseado no modelo EOLII no qual são feitas análises de curvas características do painel fotovoltaico, série temporal da radiação solar global e função distribuição de probabilidade das unidades disponíveis devido à saída forçada.

Assim como a velocidade do vento, a radiação solar é uma fonte intermitente, portanto a energia elétrica fornecida por esse tipo de geração não é constante, sendo esse, o motivo de utilizar o modelo EOLII como base para representar o modelo FTV.

Nesse modelo, os dados de radiação solar são coletados a cada 1 minuto. Portanto a potência pode ser avaliada nesse intervalo de tempo.

A seguir são apresentados os passos para obter a potência disponível em cada intervalo de tempo:

Passo 1 – Sendo i o contador de intervalos de tempo de 1 minuto, para um instante T_i determinar o correspondente valor de radiação solar IS_i a partir da série temporal de incidência de radiação solar global, conforme mostrado na Figura 4-11;

Passo 2 – Obter o valor de potência P_i correspondente à radiação solar IS_i na curva característica do painel fotovoltaico, conforme demonstrado na Figura 4-12;

Passo 3 – Com um número aleatório uniformemente distribuído entre 0 e 1 obter o correspondente número de geradores fotovoltaicos disponíveis N_i pela curva de distribuição de probabilidade acumulada de disponibilidade de unidades devido à taxa de saída forçada, conforme ilustrado na Figura 4-10;

Passo 4 – Multiplicar P_i por N_i para obter a potência total gerada pela usina.

Os passos 1 a 4 devem ser repetidos de $T_i = TTF$ até $T_i = TTF + TTR$.

A série temporal de incidência de radiação solar foi obtida a partir de medições realizadas na estação solarimétrica e anemométrica de Petrolina, no estado de Pernambuco no ano de 2010. Os dados da curva estão disponíveis no Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais (SONDA) do Instituto Nacional de Pesquisa Espaciais (INPE) (SONDA, 2013).

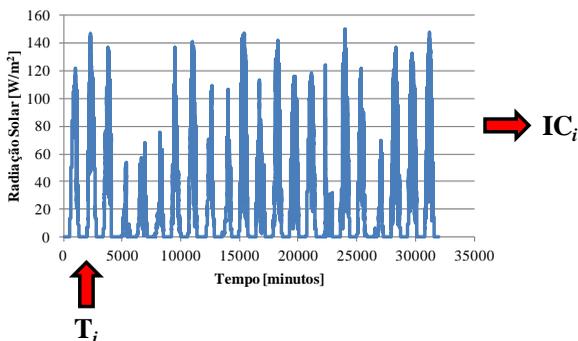


Figura 4-11 – Obtenção da radiação solar IC_i para o tempo T_i

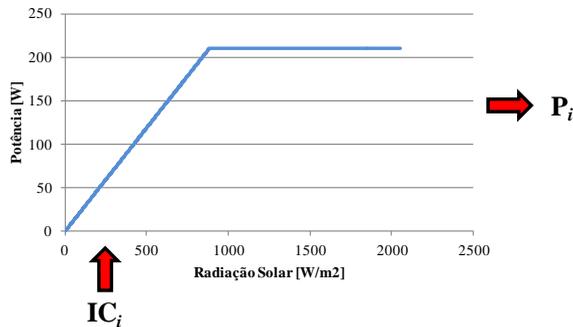


Figura 4-12 – Obtenção da potência gerada P_i no instante T_i

A curva característica foi formada levando em conta a equação de rendimento de uma placa solar dada pela equação (4-8) (KARKI; BILLINTON, 2001) (GNOATTO et al., 2002):

$$\eta = \frac{I_p \max \cdot V_p \max}{IC \cdot A} \cdot 100 \quad (4-8)$$

Em que:

η rendimento do painel fotovoltaica;

$I_p \max$ corrente máxima de pico;

$V_p \max$ tensão máxima de pico;

IC radiação solar;

A área do painel fotovoltaico.

É conhecido que $I_p \max \cdot V_p \max = P \max$, em que $P \max$ é a potência máxima que pode ser gerada. Para se chegar ao valor do rendimento de uma placa fotovoltaica considera-se que a incidência de radiação solar é igual a 1000 W/m^2 . Entretanto, sabe-se que o valor de incidência é variável durante o dia e que chega a zero durante a noite. Conhecendo o valor do η e de A de um painel fotovoltaico e sabendo que a incidência de radiação solar é variável durante o dia, é possível obter o valor de potência P_i para IC_i , no instante de tempo de análise (i), pela equação (4-9):

$$P_i = \frac{\eta \cdot IC_i \cdot A}{100} \quad (4-9)$$

Sendo assim, a curva de potência gerada *versus* radiação solar é formada a partir da equação (4-9). Os dados de rendimento e área, que

são dados ligados ao painel fotovoltaico, foram obtidos a partir do modelo KD210GX-LP da marca KYOCERA e possui um rendimento de 16% e uma dimensão de 1,50m por 0,99m, tendo uma área de 1,485m². A utilização dos painéis KD210GX-LP neste trabalho se deve ao fato desses painéis serem utilizados em uma usina eólica nacional real, a Usina Solar Tauá, no estado do Ceará. Ainda seguindo o exemplo da Usina Solar Tauá, foram definidos os arranjos de ligação dos painéis que definem uma unidade de geração. Essa definição é mostrada na Tabela 4-2.

Tabela 4-2 – Arranjo dos painéis fotovoltaicos em uma unidade geradora

Arranjo	Ligação
1 módulo	20 painéis ligados em série
1 conjunto	26 módulos ligados em série
1 unidade geradora	9 conjuntos ligados em paralelo

Seguindo o modelo KD210GX-LP de painel fotovoltaico é possível definir a potência máxima que pode ser gerada por uma unidade geradora, conforme mostra a Tabela 4-3.

A Usina Solar Tauá conta com 4680 painéis fotovoltaicos tendo assim a capacidade de geração de 1MW.

A curva de probabilidade acumulada de disponibilidade devido à saída forçada considera uma FOR=3% e foi montada conforme a seção 4.3.1.

Tabela 4-3 – Área e potência dos arranjos dos painéis fotovoltaicos

Arranjo	Área	Potência
1 painel	1.485 m ²	210 W
1 módulo	29.7 m ²	4200 W
1 conjunto	772.2 m ²	109.2 kW
1 unidade geradora	6949.8 m ²	9828 kW ≈ 1MW

4.3.5 Modelo de Armazenador de Energia

Como os modelos EOLI, EOLII e FTV empregam fontes de geração intermitentes, para as simulações realizadas com esses modelos, se considera a operação de armazenadores de energia em conjunto com a microrrede. As vantagens da presença dos armazenadores nas microrredes estão descritas na seção 2.2.2.

Neste trabalho, o armazenador de energia aplicado é um banco de baterias. As baterias são modeladas como uma fonte de potência constante de 500kW, sendo desprezados os tempos de carga e descarga.

O modelo aplicado foi baseado em um projeto real instalado no Japão, o *Aichi Microgrid Project*. Esse projeto foi escolhido como base devido às semelhanças da instalação real com os modelos propostos, tanto pelos tipos de fonte de GD aplicados, quanto pela capacidade de geração dessas fontes. No *Aichi Microgrid Project* são utilizadas baterias de sódio-enxofre (bateria NaS) com capacidade de 500kW, a descrição completa do projeto encontra-se em Lidula e Rajapakse (2010).

4.4 METODOLOGIA DE SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO SEQUENCIAL

O procedimento de simulação desenvolvido neste trabalho utiliza o método proposto em Andrade (2007) com algumas adaptações. Entre outras, as adaptações que foram julgadas adequadas para atingir o objeto deste trabalho são: a inclusão de um modelo de GD fotovoltaico, utilização do método de injeção de corrente para análise de fluxo de potência ao invés do método de varredura soma de potências, programação em Matlab ao invés de C++.

A Simulação de Monte Carlo para análise de confiabilidade está baseada na ocorrência de falhas nas linhas, barramentos ou transformadores e na análise do impacto dessas falhas em toda a rede. Sendo que o impacto das falhas na rede está condicionado à possibilidade de recuperação do fornecimento de energia para cargas que deixam de ser alimentadas.

A ocorrência de falha nos geradores pode ser também uma fonte de faltas, causando o desabastecimento de parte ou totalidade da rede. Entretanto, neste trabalho considera-se que a subestação a jusante é 100% confiável e capaz de suprir toda a demanda de energia da rede, sendo assim, a disponibilidade das GDs instaladas ao longo da rede só será analisada no caso de formação de uma microrrede.

Para a realização da simulação são feitas as seguintes considerações:

- A simulação é cronológica realizada percorrendo a série sintética de operação/falha da rede de distribuição;
- A análise é feita supondo a rede representada por blocos, conforme seção 3.1.2.1;

- Equipamentos de proteção e manobra (chaves seccionadoras, fusíveis e disjuntores) são 100% confiáveis;
- A política de operação da rede é:
 - isolar o bloco falhado assim que ocorrer a falta, ou seja, serão abertos os equipamentos de manobra ou proteção mais próximos ao bloco;
 - verificar a necessidade e possibilidade de interligar partes do sistema ou formar microrredes para manter o fornecimento de energia dos blocos atingidos pela falha;
 - reestabelecer a alimentação após ter passado o tempo para reparo (*TTR*) fechando os equipamentos de manobra próximos ao bloco falhado;
 - desconectar recursos após o restabelecimento da alimentação pela SE (abrir chaves NA e desconectar as Microrredes conforme o caso);
- A formação da microrrede está condicionada à capacidade das fontes de GD suprir a carga durante todo o intervalo de falha, ou seja, a disponibilidade de geração é verificada no momento de ocorrência da falha;
- Após o registro de uma falha, é também verificada a ocorrência de uma nova falha, durante o TTR;
- Não são considerados tempos de chaveamento, as manobras são consideradas instantâneas, uma vez que as interrupções contabilizadas pela ANEEL são as que tiverem tempo de interrupção maior que 1 minuto, portanto, considera-se que os chaveamentos (abertura e fechamento de chaves) ocorrem antes desse tempo;
- Em todas as manobras os níveis de tensão deverão estar dentro da faixa de $0.95 \leq V(pu) \leq 1.05$;
- O critério de parada da simulação é o número máximo de anos de simulação igual a 10.000.

Os valores limites de tensão nos nós, estipulados anteriormente, estão de acordo com os valores definidos na Resolução Normativa N.º 676 da ANEEL (ANEEL, 2003b).

De forma geral, as seguintes etapas descrevem o processo de simulação.

Passo 1: Um ano de simulação é inicializado e o contador de tempo é zerado ($Ct=0$);

Passo 2: É gerada a série sintética de operação e falha, são calculados os TTF s e TTR s;

Passo 3: Encontra-se o bloco que irá falhar, o Bf . Para isso, encontra-se o bloco com menor TTF , o $TTFf$;

Passo 4: O contador de tempo é atualizado ($Ct = Ct + TTFf$) e verifica-se se a falha de Bf ocorreu dentro do ano de simulação ($Ct < 8760^5$). Se a falha ocorreu dentro do ano de simulação ir ao Passo 5, caso contrário ir ao Passo 13;

Passo 5: Verifica-se se existem e quais blocos deixam de ser alimentados (blocos “afetados”) pela falha de Bf . Se existem blocos “afetados” ir ao Passo 6. Caso contrário ir ao Passo 10;

Passo 6: Verifica-se quais dos blocos “afetados” podem ser socorridos, é formada ilha de blocos que podem ser recuperados;

Passo 7: Existe possibilidade de efetuar interligação com outro alimentador para fornecer energia aos blocos da ilha? Se sim, ir ao passo 9. Caso contrário ir ao Passo 8;

Passo 8: Verifica-se se existe fonte de GD conectada à ilha e se há possibilidade de formar uma Microrrede. Se sim, ir ao Passo 9. Caso contrário, nenhum bloco da ilha será alimentado, ir ao Passo 10;

Passo 9: Verifica quais blocos da ilha poderão ser alimentados;

Passo 10: Registra falha de Bf , dos blocos “afetados” e dos blocos da ilha que não puderam ser alimentados (se houverem);

Passo 11: Verifica-se a ocorrência de uma nova falha durante $TTFf$. Se existe uma falha, retornar ao Passo 1. Caso contrário ir ao Passo 12;

Passo 12: Atualiza os valores dos Tempos para Falha TTF ($TTF = TTF + TTFf + TTRf$). Verifica se ainda existe alguma falha no ano de simulação em análise ($TTF < 8760$). Se existir, retornar ao Passo 3. Caso contrário ir ao Passo 13;

Passo 13: Realiza o cálculo dos indicadores para o ano de simulação;

Passo 14: Verifica o critério de parada da simulação. Se não foi atingido retornar ao Passo 1. Caso contrário ir ao Passo 15;

Passo 15: Calcula o valor médio dos indicadores conforme seção 4.4.1.

Na Figura 4-13, é apresentado um fluxograma geral que representa o processo de simulação como um todo.

⁵ Número de horas em um ano.

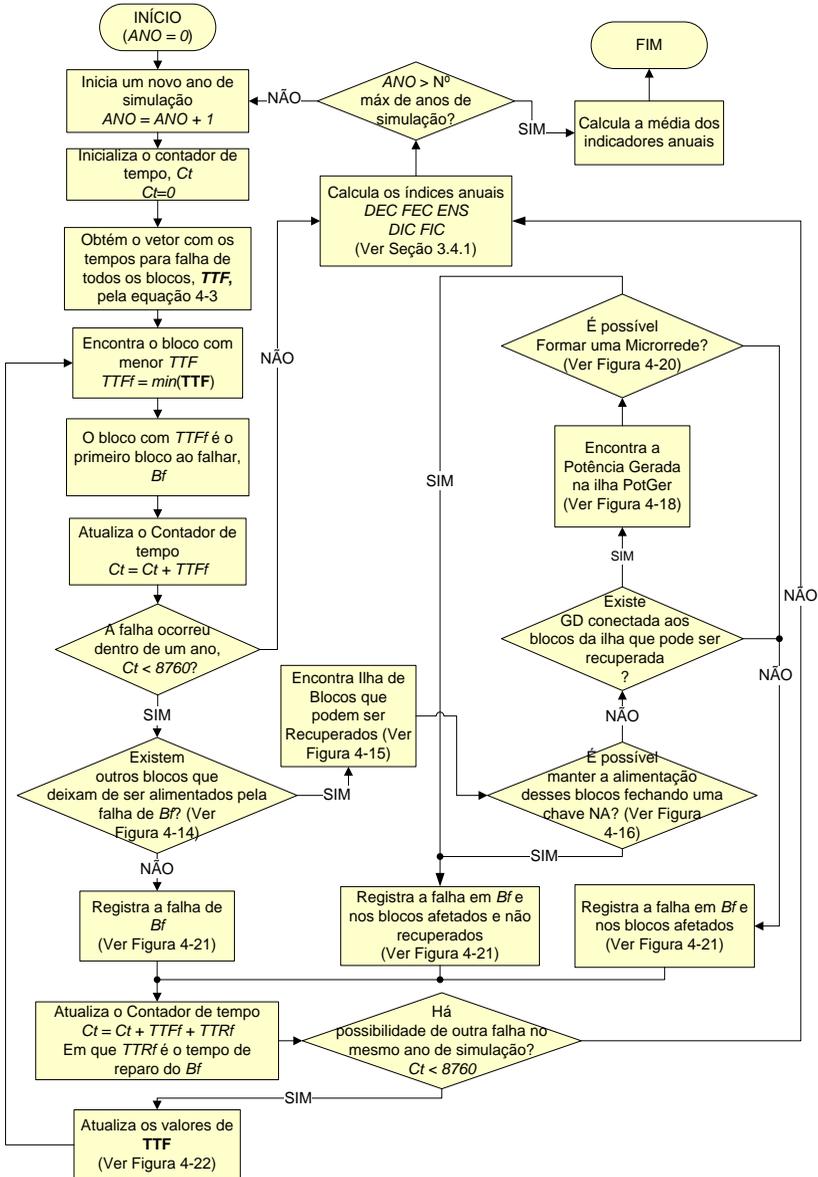


Figura 4-13 – Simulação de Monte Carlo Sequencial – Fluxograma Geral

Na ocorrência de uma falha no sistema, os elementos que estiverem a jusante do bloco falhado terão o seu fornecimento de energia interrompido devido à necessidade de isolar os elementos em falha. Na Figura 4-14 está ilustrado o processo que gera o vetor com a informação sobre os blocos “afetados”.

Se existem blocos “afetados” pela falha em B_f , primeiramente se deve analisar a possibilidade de “recuperar” tais blocos através da interligação dos mesmos com outro alimentador ou com parte do mesmo alimentador que se mantém energizado. Para realizar tal interligação é necessário que haja pelo menos uma chave de interligação NA que possa conectar essas partes do sistema. Na Figura 4-16 é apresentado o processo de verificação de interligação de chave NA.

Considera-se que as chaves de interligação serão conectadas aos ramos principais da rede de distribuição, portanto, nem todos os blocos “afetados” devem entrar na análise de recursos, pois alguns desses blocos estarão sempre a jusante do bloco falhado. Na Figura 4-15 é mostrada a formação do vetor que determina se o bloco pode ou não ser recuperado. Para tanto, é necessário a formação da matriz de alcance, conforme descreve a seção 4.4.2. Nesse processo os blocos i com $BR(i)=1$ formam a ilha de blocos que podem ser recuperados.

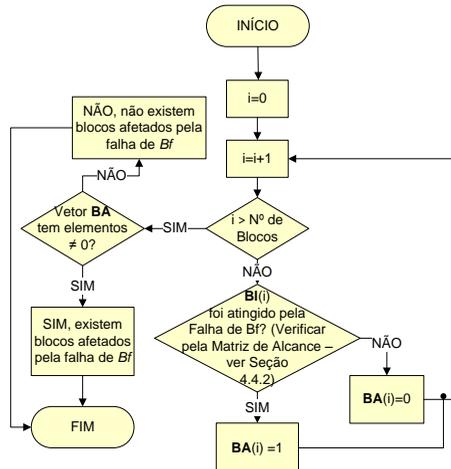


Figura 4-14 – Determinação do Vetor dos Blocos Afetados

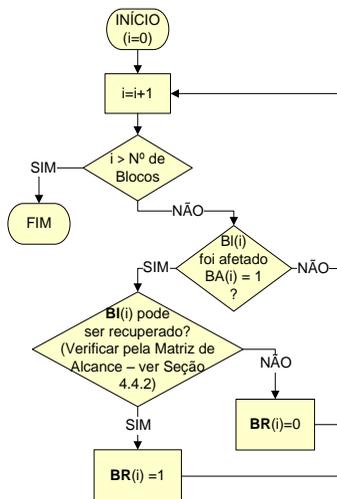


Figura 4-15 – Determinação do Vetor dos Blocos Recuperados

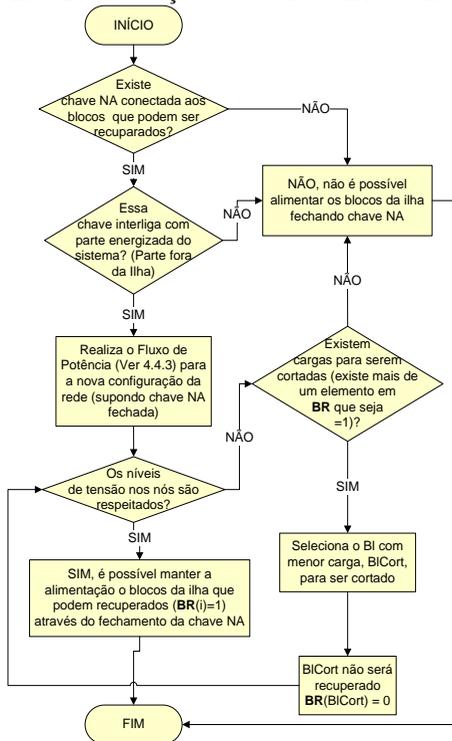


Figura 4-16 – Análise da Chave de Interligação NA

A possibilidade de interligar os blocos da ilha a outra parte do sistema está condicionada ao atendimento dos limites de tensão nos nós. A ANEEL em sua Resolução Normativa Nº 676 de 2003 define que o nível de tensão nos nós e barramentos não deve ser inferior a 95% da tensão nominal da rede e nem superior a 105%. Para verificar os níveis de tensão foi implementado um modelo de fluxo de potência cujas equações são escritas em função da injeção de correntes nos nós e são resolvidas pelo método de Newton-Raphson (PEREIRA, 2006).

No caso dos limites de tensão não serem respeitados para a nova configuração da rede, é possível realizar cortes de carga até que os limites sejam respeitados ou enquanto houver cargas a serem cortadas. O critério de corte é eliminar as cargas com maiores potências.

Não havendo possibilidade de atender os consumidores da ilha através de interligação com outra parte do sistema, deve-se avaliar a possibilidade de formar uma Microrrede. A primeira verificação que deve ser realizada é a de haver ou não microgeração, minigeração ou GD conectada aos blocos que pertencem à ilha. Havendo geração na ilha é necessário verificar se a potência gerada (*PotGer*) é capaz de alimentar todos os blocos. A potência demandada na ilha (*PotIlha*) é obtida através da realização do fluxo de potência para a parte que será operada isolada da rede. Com o cálculo do fluxo de potência também é possível analisar se os níveis de tensão são respeitados. Também é previsto, nesse processo, o corte de cargas quando a potência gerada não atende a demanda e quando os níveis de tensão são infringidos. Tal avaliação está apresentada na Figura 4-20.

A determinação da *PotGer* é diferente para cada modelo de geração. Para os modelos CON e EOLI é obtido somente um valor de potência, que é considerado constante durante todo o tempo de operação da Microrrede. Nos modelos EOLII e FTV o tempo é discretizado em 10 minutos e 1 minuto respectivamente, e a cada intervalo de tempo é obtido o valor da potência gerada. Sendo que neste trabalho a política de operação ilhada considera que a potência gerada deve ser maior que a potência da ilha durante todo o tempo de operação da Microrrede, dentre os valores de potência gerada pelos modelos EOLII e FTV para cada instante de tempo, é selecionado o menor deles. Essa escolha deve-se ao fato de que, se para a menor potência gerada o critério de operação for atendido, para as demais potências o critério também é atendido. Na Figura 4-17 é apresentado o processo geral de determinação da potência gerada, incluindo a análise de presença de armazenador de energia. Na Figura 4-18 e Figura 4-19 estão detalhados os processos de determinação da *PotGer* para os modelos EOLII e FTV.

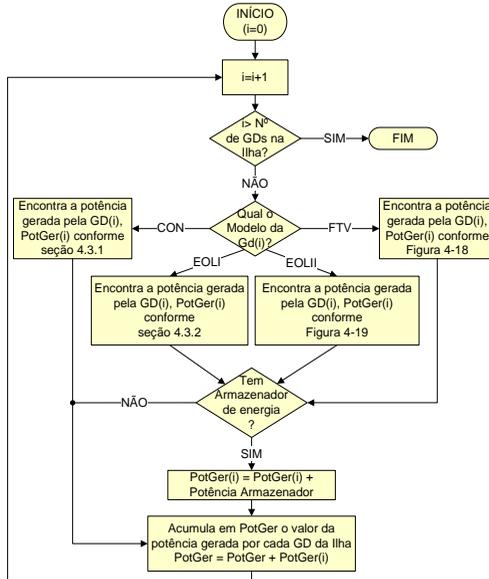


Figura 4-17 – Determinação da Potência Gerada

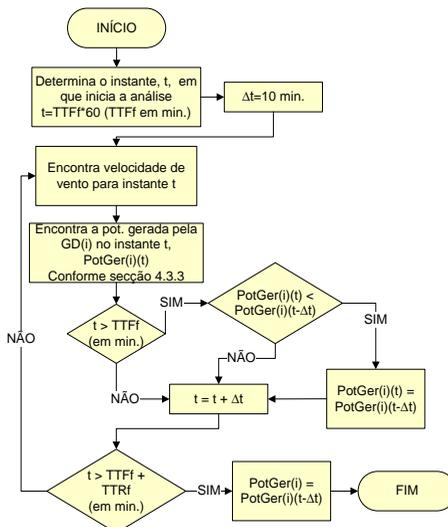


Figura 4-18 – Determinação Potência Gerada para modelo EOLII

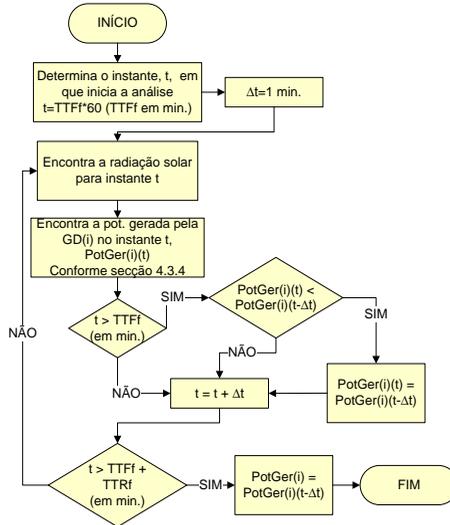


Figura 4-19 – Determinação da Potência Gerada pelo modelo FTV

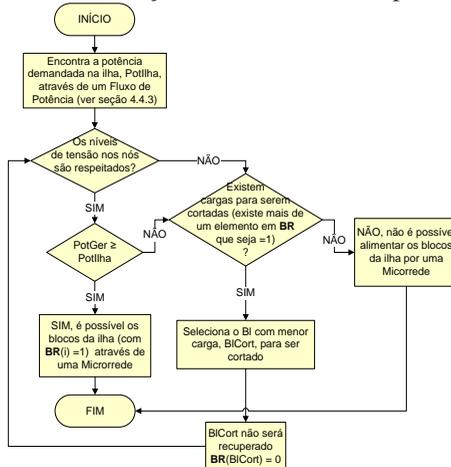


Figura 4-20 – Análise da Formação de Microrrede

Como saída do processo de avaliação dos recursos tem-se os blocos que serão recuperados. Sendo assim, é possível contabilizar as falhas de cada bloco e o tempo fora de operação para o Bf e para os blocos “afetados” que não puderam ser recuperados. O número de vezes que um bloco falhou será guardado no vetor chamado **NI** e o tempo de duração das falhas em um vetor **TD**, durante um ano de simulação tais os elementos dos vetores serão incrementados cada vez que o bloco

correspondente falhar. Após o término de um ano de simulação os vetores serão reiniciados. Na Figura 4-22 está descrito o processo de determinação de registro de falha.

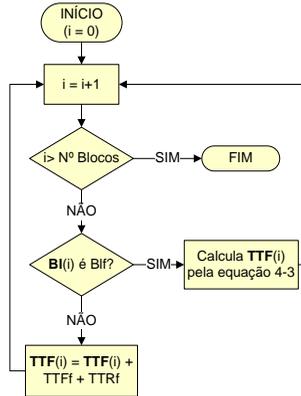


Figura 4-21 – Atualização dos Tempos de Falha

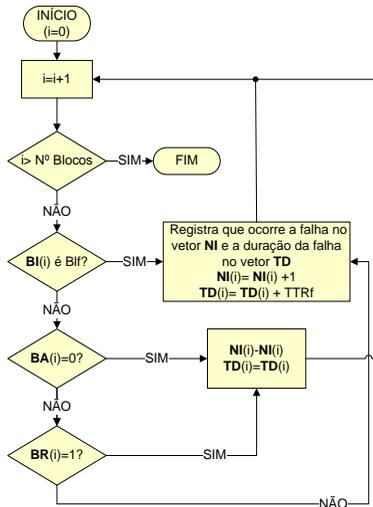


Figura 4-22 – Registro das Falhas

Após o registro da falha é necessário verificar se há mais falhas no mesmo ano de simulação. Para verificar se há e quais são os demais blocos a falhar no ano de simulação, os valores de TTF devem ser atualizados, pois a análise é cronológica e os tempos devem ser

transladados ao momento atual. A rotina para realizar essa atualização é apresentada na Figura 4-21. Nota-se que para o bloco que acabou de falhar deve-se sortear um novo número aleatório e encontrar um novo *TTF*, assim é garantida a possibilidade desse bloco falhar novamente no mesmo ano de simulação.

4.4.1 Calculo dos Indicadores

Os indicadores apurados pela metodologia desenvolvida são DIC, FIC, DEC, FEC, ENS e DMIC. Sendo *i* uma variável que simboliza cada bloco do sistema, as equações para obter os indicadores (exceto DMIC) são apresentadas a seguir (ANDRADE, 2007):

$$\mathbf{DIC}(i) = \mathbf{U}(i) \quad (4-10)$$

$$\mathbf{FIC}(i) = \mathbf{Lambda}(i) \quad (4-11)$$

$$DEC = \sum_{i=1}^{N_b} \frac{\mathbf{U}(i) \cdot Np}{NpTot} \quad (4-12)$$

$$FEC = \sum_{i=1}^{N_b} \frac{\mathbf{Lambda}(i) \cdot Np(i)}{NpTot} \quad (4-13)$$

$$\mathbf{TU}(i) = TotHAno - \mathbf{TD}(i) \quad (4-14)$$

$$\mathbf{Lambda}(i) = \frac{\mathbf{NI}(i)}{\mathbf{TU}(i)} \cdot TotHAno \quad (4-15)$$

$$\mathbf{R}(i) = \frac{\mathbf{TD}(i)}{\mathbf{NI}(i)} \quad (4-16)$$

$$\mathbf{U}(i) = \mathbf{Lambda}(i) \cdot \mathbf{R}(i) \quad (4-17)$$

$$\mathbf{ENS}(i) = Cp(i) \cdot Np(i) \cdot \mathbf{TD}(i) \quad (4-18)$$

Em que:

U vetor que armazena a duração média de falha de cada bloco;

Lambda vetor que armazena o valor da taxa de falha calculada de cada bloco;

Np número de consumidores por ponto de carga;

NpTot número total de consumidores;

TotHAno total de horas em um ano, 8760h;

TD vetor que armazena o tempo fora de operação de cada bloco;

NI vetor que armazena o número de interrupções de cada bloco;

TU vetor que armazena o tempo que cada bloco ficou em funcionamento;

R vetor que armazena a duração média de falha de cada bloco;

C_p carga de cada ponto de carga;

$i = 1, 2, 3, \dots, N_{bl}$;

N_{bl} número total de blocos;

Após os cálculos anuais dos indicadores, os vetores **TD** e **NI** devem ser zerados. Os índices anuais são guardados em vetores que acumulam os dados durante os anos de simulação para que seja possível obter os resultados, tais como o valor médio dos indicadores.

No caso de um ano de simulação em que não ocorreu uma falta os vetores **TD** e **NI**, para os cálculos anteriores, são iguais a zero.

Outro indicador apurado por esta metodologia é o **DMIC**. O **DMIC** é o tempo máximo de interrupção contínua, da distribuição de energia elétrica, para uma unidade consumidora ou ponto de conexão. O cálculo do **DMIC** é importante por haver uma penalização regulamentada e específica para os casos de falhas de longa duração (ANEEL, 2012d). Neste trabalho a contabilização do **DMIC** é feita comparando TTR_f de uma simulação atual com o anterior, o **DMIC** receberá o maior valor entre eles.

4.4.2 Matriz de Alcance

A matriz de alcance é uma ferramenta baseada na teoria de grafos utilizada para identificar os elementos existentes a jusante e a montante de um nó de uma rede radial. Essa ferramenta é utilizada para identificar quais os blocos afetados por uma falha, ou seja, os blocos que deixam de ser alimentados devido à necessidade de isolar o bloco em falha.

Neste trabalho, um nó equivale a um bloco do sistema. Sendo assim, tal matriz é obtida a partir da equação (4-19) (CRISTOFIDES, 1975).

$$R = I + \sum_{j=1}^{N_{bl}-1} A^j \quad (4-19)$$

Na qual

R matriz de alcance;

I matriz identidade;

A matriz de adjacência orientada;

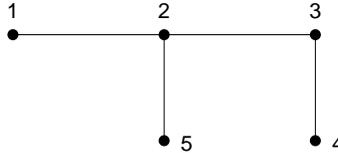
N_{bl} número de blocos;

A matriz de adjacência orientada ou matriz DE/PARA possui tamanho $N_{bl} \times N_{bl}$. Essa matriz fornece, além da topologia da rede de blocos, os primeiros nós a jusantes de um determinado nó. Os elementos dessa matriz podem receber valor 0 ou 1. Receberão valor 1 os elementos (i,j) que são adjacentes partindo de i e chegando em j , os demais receberão valor 0. Para melhor explicar utiliza-se um exemplo de rede com 5 blocos, conforme a Tabela 4-4 e Figura 4-23, que representa o diagrama de grafos para do sistema exemplo.

Tabela 4-4 – Exemplo de conectividade de um alimentador

De	Para
1	2
2	3
3	4
2	5

Figura 4-23 – Diagrama de grafos do sistema exemplo de 5 nós



Nesse exemplo a matriz adjacência é dada por:

$$A = \begin{pmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

A multiplicação da matriz de adjacência por ela mesma fornece os segundos blocos a jusante, se for de interesse os terceiros blocos a jusante basta elevá-la ao cubo, e assim sucessivamente.

Sendo assim, substituindo a matriz de adjacência na equação (4-19), tem-se a matriz de alcance:

$$R = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}$$

A partir da matriz R é possível saber quais blocos serão afetados pela falha de outro. Por exemplo, a falha no Bloco 1, afeta todos os blocos da rede hipotética, para saber isso basta avaliar a linha correspondente ao bloco. Os elementos que tiverem valor 1 são atingidos pela falha. Nota-se então que a falha do bloco 3 atinge também o bloco 4, mas a falha no bloco 4 não afeta nenhum outro bloco além do mesmo.

Para verificar os blocos que podem ser atendidos utilizando o fechamento de chave de interligação, supondo que a mesma esteja no final do alimentador, basta inverter os elementos do ramal principal dos vetores DE/PARA e obter uma nova matriz de alcance. Para o exemplo apresentado na Tabela 4-4, a inversão dos elementos dos vetores DE/PARA toma a forma apresentada na Tabela 4-5.

Tabela 4-5 – Exemplo de conectividade com inversão dos elementos do ramal principal

principal	
De	Para
2	1
3	2
3	4
2	5

Nesse caso, a matriz de adjacência A' e a matriz de alcance R' são as seguintes:

$$A' = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

$$R' = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}$$

Na matriz R' , na linha correspondente ao bloco que falhou, os elementos que têm seu valor igual a zero podem ser supridos pela interligação da chave seccionadora. No exemplo anterior, supondo que a falha ocorreu no bloco 2, os blocos 3 e 4 podem ser atendidos pelo fechamento da chave de interligação.

4.4.3 Fluxo de Potência

O fechamento de uma chave NA ou a formação de uma microrrede alteram as configurações de rede, devido a isso, são necessários estudos de fluxo de potência a cada vez que uma configuração for estabelecida nos estudos de confiabilidade.

O cálculo do fluxo de potência ou fluxo de carga, em uma rede de energia, consiste em determinar grandezas de estado (tensão nas barras), grandezas de distribuição de fluxos (potência ativa e reativa que fluem nas linhas, transformadores e alimentadores) e outras grandezas de interesse a partir de um nível de carga e de um nível de geração especificados.

A análise de fluxo de potência é muito importante para os estudos de confiabilidade, pois os seus resultados alteram a possibilidade ou não de efetuar algum recurso. A interligação de cargas de um alimentador falhado a outro, através de chaves de interligação está limitada à capacidade de o alimentador suprir as cargas adicionais, ou seja, se não irá ocorrer queda abrupta da tensão nos alimentadores mais afastados da subestação e se as linhas são capazes de suportar as correntes que circularam. Para a formação de uma Microrrede, além dos mesmos aspectos que envolvem a interligação de alimentadores, é importante saber qual será a geração necessária para essa nova rede, considerando, além das cargas conectadas, as perdas nas linhas.

Neste trabalho, é empregada a metodologia de injeção de corrente cujas equações retangulares a serem resolvidas para solucionar o fluxo de potência são.

$$\sum_{i \in \Omega_k} (G_{ki} V_{ri} - B_{ki} V_{mi}) - \frac{P_k V_{rk} + Q_k V_{mk}}{(V_{rk})^2 + (V_{mk})^2} = 0 \quad (4-20)$$

$$\sum_{i \in \Omega_k} (G_{ki} V_{ri} + B_{ki} V_{mi}) + \frac{P_k V_{rk} + Q_k V_{mk}}{(V_{rk})^2 + (V_{mk})^2} = 0 \quad (4-21)$$

Em que:

Ω_k conjunto de barras conectadas à barra k , incluindo a própria barra k ;

G_{ki} parte real do elemento $k-i$ da matriz de admitâncias de barras;

B_{ki} parte imaginária do elemento $k-i$ da matriz de admitâncias de barras.

V_r componente real da tensão na barra;

V_m componente imaginário da tensão na barra;

P_k potência ativa na barra k ;

Q_k potência reativa na barra k ;

As equações anteriores podem ser resolvidas pelo método iterativo de Newton-Raphson, que requer a determinação da matriz Jacobiana. Entretanto o método de solução não é apresentado neste trabalho, pois seu estudo não faz parte dos objetivos propostos. A metodologia de solução das equações não-lineares (4-20) e (4-21) pode ser encontrada em Pereira (2006).

No próximo capítulo são apresentados os resultados dos estudos de caso utilizados para a validação da metodologia proposta no presente capítulo.

5 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados dois estudos de caso. No primeiro deles são realizadas diversas simulações com diferentes configurações em que podem ser alterados os recursos disponíveis e o modelo e a potência nominal das GDs. O caso de estudo 1 é aplicado em um sistema teste do IEEE, o RBTS-Barra 2 (ALLAN et al., 1999).

No caso de estudo 2 é simulado o comportamento de um sistema realístico para 3 diferentes configurações: caso base (sem recursos de manobra), recurso somente através de chave de interligação e com possibilidade de formação de microrredes.

Os detalhes e resultados de cada caso de estudo são explicitados nas próximas seções.

5.1 CASO DE ESTUDO 1

O estudo de caso 1 realiza uma comparação entre as diversas configurações possíveis de simulação, em que se simulam casos com e sem recurso de interligação (chave NA), com e sem microrredes (com a aplicação de diferentes modelos de geração), com e sem análise do perfil de tensão, casos com possibilidade de corte de carga e sem corte de carga e casos com e sem armazenador de energia (somente para os modelos de fonte intermitente).

5.1.1 O Sistema Teste IEEE – RBTS – Barra 2

O sistema teste do IEEE definido como RBTS (*Reliability Test System*) possui seis barras de carga para as quais existe uma base de dados e resultados para estudos de confiabilidade dos sistemas de geração e transmissão. As barras 2 e 4 desse sistema foram selecionadas e para cada uma dessas barras foi designada uma rede de distribuição respectiva, afim de possibilitar a realização de estudos de confiabilidade para sistemas de distribuição. Dentre essas duas barras, foram associados geradores à rede de distribuição ligada à barra 2. Devido a essas características, foi escolhida a Barra 2 do sistema teste RBTS do IEEE como sistema teste para a realização das simulações do estudo de caso 1 deste trabalho (ALLAN et al., 1999).

A rede selecionada é composta por 60 nós e 22 pontos de carga que somam 1908 consumidores. A carga média dessa rede é de 12,3 MW e a carga de pico é de 20 MW. A rede possui duas barras, uma em

AT (33 kV) e outra em MT (11 kV). Da barra MT saem 4 alimentadores nos quais estão conectados os pontos de carga alimentados em 415 V (ALLAN et al., 1999).

A Figura 5-1 mostra o esquema unifilar desse sistema.

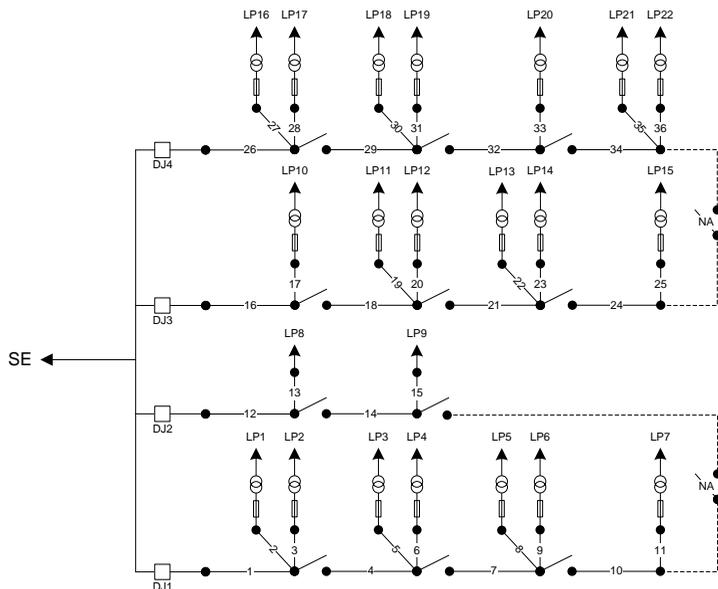


Figura 5-1 – Sistema Teste RBTS2 – IEEE (ANDRADE, 2007)

Os dados de confiabilidade são apresentados na Tabela 5-1.

Tabela 5-1 – Dados de Confiabilidade Sistema Teste IEEE – RBTS2

Equipamento	λ	r	r_s
linha aérea 11kV	0.065 [int/ano.km]	5 [horas]	-
cabo 11kV	0.040 [int/ano.km]	30 [horas]	-
transformador 11/0.415kV	0.015 [int/ano]	200 [horas]	10 [horas]

λ – taxa de falha

r – tempo médio de reparo

r_s – tempo médio de substituição

Mais informações sobre o sistema teste são apresentadas na Tabela II-1 e na Tabela II-2 ANEXO II.

5.1.2 Organização do sistema teste em blocos

Para a realização da simulação de Monte Carlo, o sistema descrito na seção anterior foi representado em blocos para simplificar a análise, conforme o procedimento descrito na seção 3.1.2.1. A reorganização do sistema resultou em um conjunto com 36 blocos, conforme ilustrado na Figura 5-2.

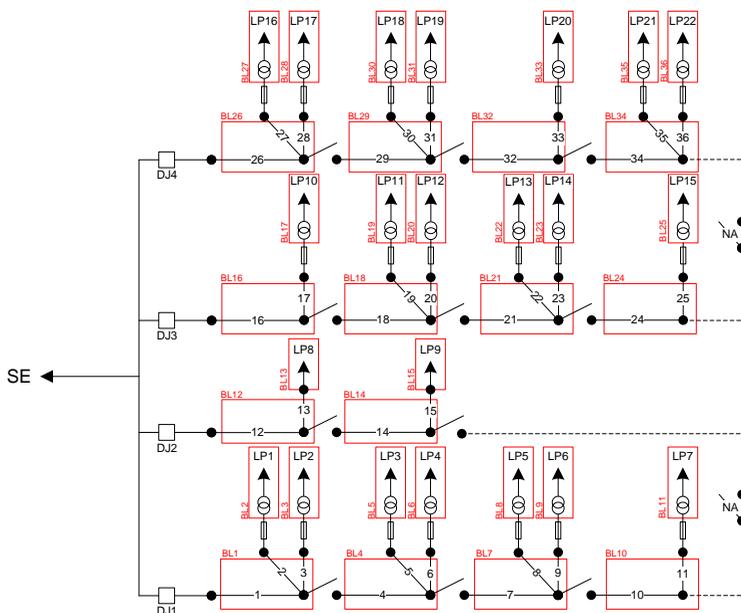


Figura 5-2 – Sistema Teste RBTS – Barra 2 representado por Blocos (ANDRADE, 2007)

Na Tabela A-1 do APÊNDICE A são apresentados os dados de confiabilidade de cada bloco desse sistema, considerando que todos os trechos são formados por linhas aéreas e considerando tempo médio de substituição para os transformadores.

5.1.3 Inserção de GD

No estudo de caso 1 são consideradas gerações distribuídas conectadas na média tensão. Tais geradores são conectados aos blocos 7, 18 e 34, conforme está ilustrado na Figura 5-3

Na Figura 5-3 estão destacadas, em contorno pontilhado, as possibilidades de formação de microrredes.

Para a realização de cada simulação em que há presença de GD assume-se que os três geradores são representados pelo mesmo tipo de fonte e possuem a mesma potência nominal.

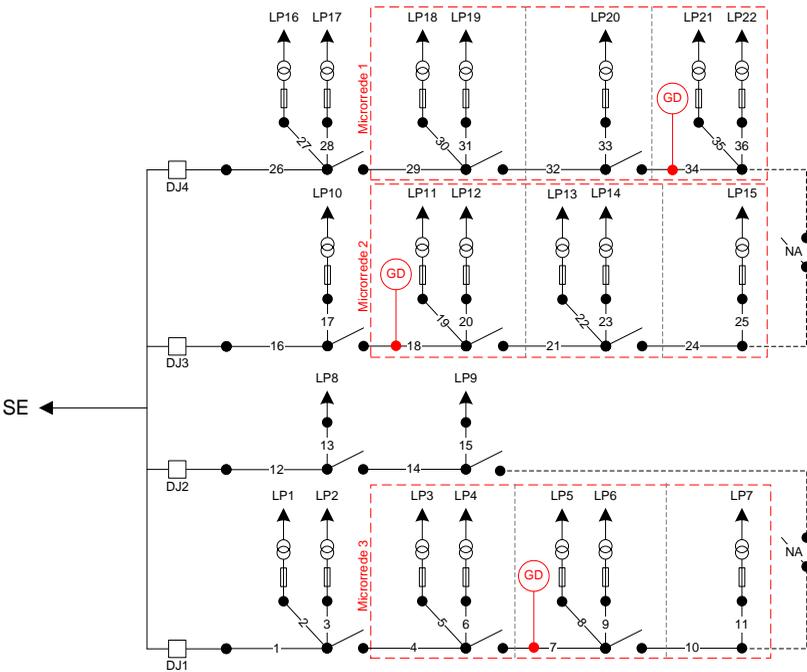


Figura 5-3 - Sistema Teste RBTS2 Com Microrredes

5.1.4 Considerações para as simulações

As simulações são realizadas considerando somente a ocorrência de falhas nos alimentadores, supondo que a SE e a Barra de MT sejam 100% confiáveis.

Todos os trechos foram considerados como linhas aéreas cuja taxa de falha e tempo de reparo são mostrados na Tabela 5-1. Para os transformadores foi considerado o seu tempo médio de substituição de

10h ao invés do tempo de reparo de 200h. A escolha por esse valor foi baseada na proximidade com os valores reais de duração equivalente de interrupção do Brasil, conforme dados da ANEEL (2013b).

Todas as simulações foram realizadas considerando carga média conforme a Tabela II-1 do ANEXO II.

Para realizar a análise dos perfis de tensão foram aplicados dados típicos do IEEE de impedância das linhas e transformadores, pois o sistema RBTS2 – IEEE não fornece tais dados. A Tabela 5-2 mostra os valores utilizados. Os ramais principais dos alimentadores receberam os valores de resistência e reatância da configuração 601 e os trechos secundários receberam os valores da configuração 602 (IEEE, 2013).

Tabela 5-2 – Dados típicos IEEE para parâmetros de rede

Equipamento	R	X
linha	0.6846206	0.0017794
Conf. 601	[ohm/km]	[ohm/km]
linha	0.7304879	0.0038648
Conf. 602	[ohm/km]	[ohm/km]
transformador	0.011	0.020
11/0.415kV	[ohm]	[ohm]

R – resistência

X – reatância indutiva

Os dados anemométricos e solarimétricos para os modelos EOLII e FTV são de uma estação de medição situada na cidade de Petrolina, no estado do Ceará (SONDA, 2013).

Os dados para o desenvolvimento do modelo EOLI foram obtidos de uma região também do nordeste do Brasil (LEITE, 2005). Para este modelo, foi utilizada uma curva característica para uma turbina de 1,5MW para formar a curva de distribuição de probabilidade acumulada de onde é extraída a potência disponível da GD. Para obter a curva de distribuição acumulada para geradores com potências nominais diferentes foi realizada a normalização da curva de probabilidade acumulada para a turbina de 1,5MW e posteriormente multiplicada pelo valor da potência nominal desejada.

Na Tabela 5-3 são apresentadas as diversas simulações realizadas. Os resultados são mostrados na próxima seção.

A *Simulação 1* é o caso base, em que os resultados obtidos mostram os valores dos indicadores do sistema puro, em que não há

possibilidade de atender as cargas que precisam ser desenergizadas para isolar um equipamento do sistema em falha.

A política de operação desse caso de estudo não avalia a possibilidade de atuação conjunta de interligação de alimentadores e formação de microrrede ao mesmo tempo. Nos casos em que há as duas opções, simulações 15, 16 e 17, primeiramente verifica-se a possibilidade de fechamento de chave NA e abastecimento das cargas afetadas por outro alimentador. Não sendo possível efetuar essa manobra parte-se para a avaliação da formação da microrrede.

Tabela 5-3 – Parâmetros das Simulações realizadas no Caso de Estudo 1

Simulação	Parâmetros					
	Analisa CH de Interlig.	Analisa GD	Potência Nominal da GD	Analisa Armazenador	Analisa Corte de Carga	Analisa Perfil de Tensão
1	Não	Não	-	-	-	-
2	Sim	Não	-	-	Sim	Sim
3	Não	CONV	1.5 MW	-	Sim	Sim
4	Não	CONV	2.5 MW	-	Sim	Sim
5	Não	CONV	5 MW	-	Sim	Sim
6	Não	EOLI	1.5 MW	Sim	Sim	Sim
7	Não	EOLI	2.5 MW	Sim	Sim	Sim
8	Não	EOLI	5 MW	Sim	Sim	Sim
9	Não	EOLII	1.5 MW	Sim	Sim	Sim
10	Não	EOLII	2.5 MW	Sim	Sim	Sim
11	Não	EOLII	5 MW	Sim	Sim	Sim
12	Não	FTV	1.5 MW	Sim	Sim	Sim
13	Não	FTV	2.5 MW	Sim	Sim	Sim
14	Não	FTV	5 MW	Sim	Sim	Sim
15	Sim	CONV	5 MW	-	Sim	Sim
16	Sim	CONV	5 MW	-	Não	Sim
17	Sim	CONV	5 MW	-	Sim	Não
18	Não	EOLI	1.5 MW	Não	Sim	Sim
19	Não	EOLII	1.5 MW	Não	Sim	Sim
20	Não	FTV	1.5 MW	Não	Sim	Sim

5.1.5 Resultados para o Estudo de Caso 1

Para a obtenção dos resultados foram realizadas 3 replicações de cada simulação. A realização das replicações é necessária ao processo estocástico utilizado. Sendo assim, os valores dos resultados apresentados são o valor médio entre as replicações, a variância dos resultados e o desvio padrão. Devido ao volume de resultados, nesse estudo de caso, são tratados somente os indicadores sistêmicos (DEC, FEC e ENS). Os indicadores individuais (DIC, FIC, DMIC, ENS_i) são abordados no estudo de caso 2.

As próximas tabelas mostram os resultados das simulações 1 a 20 cujas configurações estão especificadas na Tabela 5-3.

Tabela 5-4 – Resultados da *Simulação 1* do Estudo de Caso 1

Indicador	DEC [h/ano]	FEC [int/ano]	ENS [MWh/ano]	ANOS DE SIMUL.
1ª replicação	1.1782751	0.2232667	18.86064429	10000
2ª replicação	1.1599433	0.2174622	18.51458591	10000
3ª replicação	1.2042049	0.2262133	18.95002963	10000
Média	1.1808078	0.2223141	18.77508661	10000
Desvio Padrão	0.0222392	0.0044526	0.229984556	0
Variância	0.0004946	1.983E-05	0.052892896	0

Tabela 5-5 – Resultados da *Simulação 2* do Estudo de Caso 1

Indicador	DEC [h/ano]	FEC [int/ano]	ENS [MWh/ano]	ANOS DE SIMUL.
1ª replicação	0.8272511	0.1512229	9.429858807	10000
2ª replicação	0.8185622	0.1477122	9.26648285	10000
3ª replicação	0.8396025	0.1532834	9.425019307	10000
Média	0.828472	0.150739	9.37378699	10000
Desvio Padrão	0.0105732	0.0028169	0.092959608	0
Variância	0.0001118	7.935E-06	0.008641489	0

Tabela 5-6 – Resultados da *Simulação 3* do Estudo de Caso 1

Indicador	DEC [h/ano]	FEC [int/ano]	ENS [MWh/ano]	ANOS DE SIMUL.
1ª replicação	0.8889465	0.1582707	14.75550244	10000
2ª replicação	0.8611239	0.1550279	14.20460476	10000
3ª replicação	0.8687087	0.1566352	14.2219391	10000
Média	0.872926	0.156645	14.3940154	10000
Desvio Padrão	0.0143828	0.0016214	0.313176886	0
Variância	0.0002069	2.629E-06	0.098079762	0

Tabela 5-7 – Resultados da *Simulação 4* do Estudo de Caso 1

Indicador	DEC [h/ano]	FEC [int/ano]	ENS [MWh/ano]	ANOS DE SIMUL.
1ª replicação	0.8875995	0.1580089	13.30298744	10000
2ª replicação	0.8598117	0.1547712	12.789748	10000
3ª replicação	0.8674324	0.156379	12.84566846	10000
Média	0.871615	0.156386	12.979468	10000
Desvio Padrão	0.0143582	0.0016189	0.281567777	0
Variância	0.0002062	2.621E-06	0.079280413	0

Tabela 5-8 – Resultados da *Simulação 5* do Estudo de Caso 1

Indicador	DEC [h/ano]	FEC [int/ano]	ENS [MWh/ano]	ANOS DE SIMUL.
1ª replicação	0.8737334	0.1556043	12.05874194	10000
2ª replicação	0.8502022	0.1527971	11.63161229	10000
3ª replicação	0.8578848	0.1544075	11.72662231	10000
Média	0.860607	0.15427	11.8056588	10000
Desvio Padrão	0.0119994	0.0014087	0.2242655	0
Variância	0.000144	1.984E-06	0.050295014	0

Tabela 5-9 – Resultados da *Simulação 6* do Estudo de Caso 1

Indicador	DEC [h/ano]	FEC [int/ano]	ENS [MWh/ano]	ANOS DE SIMUL.
1ª replicação	0.9952087	0.1823461	15.92256592	10000
2ª replicação	0.9931529	0.1810208	15.92868025	10000
3ª replicação	1.0227984	0.1843262	16.51534532	10000
Média	1.00372	0.182564	16.1221972	10000
Desvio Padrão	0.0165543	0.0016635	0.340490012	0
Variância	0.000274	2.767E-06	0.115933448	0

Tabela 5-10 – Resultados da *Simulação 7* do Estudo de Caso 1

Indicador	DEC [h/ano]	FEC [int/ano]	ENS [MWh/ano]	ANOS DE SIMUL.
1ª replicação	0.9637863	0.1759901	15.0147624	10000
2ª replicação	0.9900075	0.1780787	15.5980258	10000
3ª replicação	0.9607471	0.174586	15.017474	10000
Média	0.971514	0.176218	15.210087	10000
Desvio Padrão	0.0160881	0.0017575	0.33596723	0
Variância	0.0002588	3.089E-06	0.11287398	0

Tabela 5-11 – Resultados da *Simulação 8* do Estudo de Caso 1

Indicador	DEC [h/ano]	FEC [int/ano]	ENS [MWh/ano]	ANOS DE SIMUL.
1ª replicação	0.9263293	0.168353	13.9794078	10000
2ª replicação	0.9212933	0.1669824	13.93710439	10000
3ª replicação	0.9497681	0.1703547	14.49025701	10000
Média	0.932464	0.168563	14.1355897	10000
Desvio Padrão	0.0151962	0.0016959	0.30787831	0
Variância	0.0002309	2.876E-06	0.094789053	0

Tabela 5-12 – Resultados da *Simulação 9* do Estudo de Caso 1

Indicador	DEC [h/ano]	FEC [int/ano]	ENS [MWh/ano]	ANOS DE SIMUL.
1ª replicação	1.0659618	0.1966852	17.18422311	10000
2ª replicação	1.0636986	0.1946974	17.20139175	10000
3ª replicação	1.0977794	0.1986896	17.84589788	10000
Média	1.075813	0.196691	17.4105042	10000
Desvio Padrão	0.0190569	0.0019961	0.377159651	0
Variância	0.0003632	3.985E-06	0.142249402	0

Tabela 5-13 – Resultados da *Simulação 10* do Estudo de Caso 1

Indicador	DEC [h/ano]	FEC [int/ano]	ENS [MWh/ano]	ANOS DE SIMUL.
1ª replicação	1.0977729	0.1986785	17.84581891	10000
2ª replicação	1.0636848	0.1946858	17.20114113	10000
3ª replicação	1.0659618	0.1966852	17.18422311	10000
Média	1.075807	0.196683	17.4103944	10000
Desvio Padrão	0.0190575	0.0019964	0.377183568	0
Variância	0.0003632	3.986E-06	0.142267444	0

Tabela 5-14 – Resultados da *Simulação 11* do Estudo de Caso 1

Indicador	DEC [h/ano]	FEC [int/ano]	ENS [MWh/ano]	ANOS DE SIMUL.
1ª replicação	1.0659618	0.1966851	17.18419856	10000
2ª replicação	1.0977729	0.1986785	17.84578573	10000
3ª replicação	1.0636848	0.1946857	17.20112556	10000
Média	1.075806	0.196683	17.4103699	10000
Desvio Padrão	0.0190575	0.0019964	0.377176097	0
Variância	0.0003632	3.986E-06	0.142261808	0

Tabela 5-15 – Resultados da *Simulação 12* do Estudo de Caso 1

Indicador	DEC [h/ano]	FEC [int/ano]	ENS [MWh/ano]	ANOS DE SIMUL.
1ª replicação	1.0953955	0.1971063	17.80473486	10000
2ª replicação	1.0605032	0.1928387	17.15011342	10000
3ª replicação	1.0635464	0.1949482	17.14068505	10000
Média	1.073148	0.194964	17.3651778	10000
Desvio Padrão	0.0193266	0.0021339	0.380696791	0
Variância	0.0003735	4.553E-06	0.144930046	0

Tabela 5-16 – Resultados da *Simulação 13* do Estudo de Caso 1

Indicador	DEC [h/ano]	FEC [int/ano]	ENS [MWh/ano]	ANOS DE SIMUL.
1ª replicação	1.0908294	0.1950511	17.70732522	10000
2ª replicação	1.0551266	0.1906598	17.04778344	10000
3ª replicação	1.0587717	0.1927803	17.04419058	10000
Média	1.068243	0.19283	17.2664331	10000
Desvio Padrão	0.0196455	0.0021961	0.381828017	0
Variância	0.0003859	4.823E-06	0.145792635	0

Tabela 5-17 – Resultados da *Simulação 14* do Estudo de Caso 1

Indicador	DEC [h/ano]	FEC [int/ano]	ENS [MWh/ano]	ANOS DE SIMUL.
1ª replicação	1.0406098	0.1863007	16.62177032	10000
2ª replicação	1.0721408	0.188655	17.25756416	10000
3ª replicação	1.0374418	0.184407	16.61120875	10000
Média	1.050064	0.186454	16.8301811	10000
Desvio Padrão	0.0191845	0.0021281	0.370162277	0
Variância	0.000368	4.529E-06	0.137020111	0

Tabela 5-18 – Resultados da *Simulação 15* do Estudo de Caso 1

Indicador	DEC [h/ano]	FEC [int/ano]	ENS [MWh/ano]	ANOS DE SIMUL.
1ª replicação	0.8456082	0.1507596	9.53531142	10000
2ª replicação	0.8185622	0.1477122	9.26648285	10000
3ª replicação	0.8396025	0.1532834	9.42501931	10000
Média	0.834591	0.150585	9.4089379	10000
Desvio Padrão	0.0142024	0.0027897	0.13513386	0
Variância	0.0002017	7.782E-06	0.01826116	0

Tabela 5-19 – Resultados da *Simulação 16* do Estudo de Caso 1

Indicador	DEC [h/ano]	FEC [int/ano]	ENS [MWh/ano]	ANOS DE SIMUL.
1ª replicação	0.840701	0.1535996	9.23786248	10000
2ª replicação	0.8330462	0.1517862	9.23229298	10000
3ª replicação	0.8486827	0.1533338	9.30542771	10000
Média	0.84081	0.152907	9.2585277	10000
Desvio Padrão	0.0078188	0.0009793	0.04071193	0
Variância	6.113E-05	9.59E-07	0.00165746	0

Tabela 5-20 – Resultados da *Simulação 17* do Estudo de Caso 1

Indicador	DEC [h/ano]	FEC [int/ano]	ENS [MWh/ano]	ANOS DE SIMUL.
1ª replicação	0.8292691	0.1506866	9.17546995	10000
2ª replicação	0.8183481	0.1476678	9.03564915	10000
3ª replicação	0.8393742	0.153238	9.17881814	10000
Média	0.828997	0.150531	9.1299791	10000
Desvio Padrão	0.0105157	0.0027884	0.08170927	0
Variância	0.0001106	7.775E-06	0.0066764	0

Tabela 5-21 – Resultados da *Simulação 18* do Estudo de Caso 1

Indicador	DEC [h/ano]	FEC [int/ano]	ENS [MWh/ano]	ANOS DE SIMUL.
1ª replicação	1.09998	0.2042482	17.54598823	10000
2ª replicação	1.0893085	0.2036955	17.34484834	10000
3ª replicação	1.1001239	0.2020171	17.56257304	10000
Média	1.096471	0.20332	17.4844699	10000
Desvio Padrão	0.0062032	0.0011619	0.121199806	0
Variância	3.848E-05	1.35E-06	0.014689393	0

Tabela 5-22 – Resultados da *Simulação 19* do Estudo de Caso 1

Indicador	DEC [h/ano]	FEC [int/ano]	ENS [MWh/ano]	ANOS DE SIMUL.
1ª replicação	1.1931759	0.223257	18.71317806	10000
2ª replicação	1.1944945	0.2208978	18.89729294	10000
3ª replicação	1.1935323	0.2231574	18.85352702	10000
Média	1.193734	0.222437	18.8213327	10000
Desvio Padrão	0.0006821	0.0013342	0.096186948	0
Variância	4.653E-07	1.78E-06	0.009251929	0

Tabela 5-23 – Resultados da *Simulação 20* do Estudo de Caso 1

Indicador	DEC [h/ano]	FEC [int/ano]	ENS [MWh/ano]	ANOS DE SIMUL.
1ª replicação	1.1908406	0.2208478	18.8153023	10000
2ª replicação	1.1901395	0.2209179	18.67486985	10000
3ª replicação	1.1667908	0.2200468	18.81998039	10000
Média	1.18259	0.220604	18.7700508	10000
Desvio Padrão	0.0136873	0.0004839	0.082462338	0
Variância	0.0001873	2.342E-07	0.006800037	0

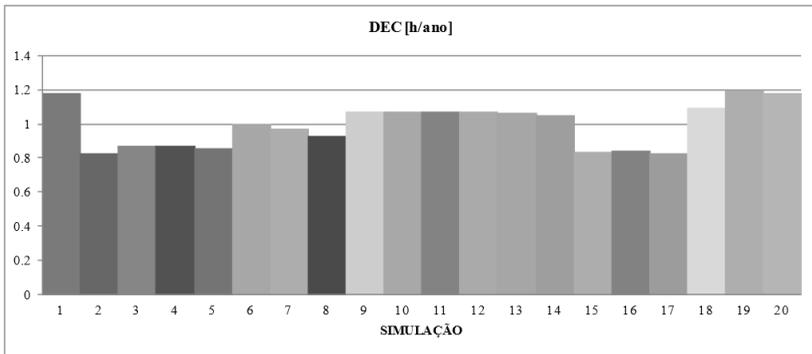


Figura 5-4 – Valores médios para DEC – simulações caso de estudo 1

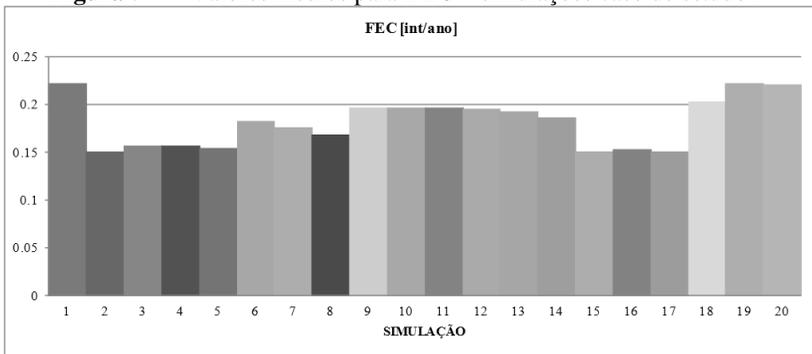


Figura 5-5 – Valores médios para FEC – simulações caso de estudo 1

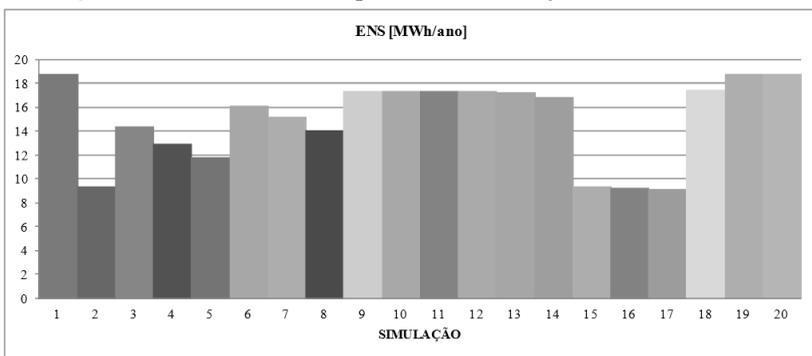


Figura 5-6 – Valores médios para ENS – simulações caso de estudo 1

Os valores médios dos indicadores DEC, FEC e ENS para todas as simulações estão apresentados em gráficos na Figura 5-4, Figura 5-5 e Figura 5-6, respectivamente.

Na Tabela 5-24 são mostrados os resultados médios das simulações ordenados do menor para o maior valor classificados pelo indicador FEC.

Tabela 5-24 – Resultados caso de estudo 1 – ordenados do menor para o maior valor de DEC e FEC

Simulação	DEC [h/ano]	FEC [int/ano]	ENS [MWh/ano]
17	0.828997	0.150531	9.1299791
15	0.834591	0.150585	9.4089379
2	0.8284720	0.1507395	9.3737870
16	0.84081	0.152907	9.2585277
5	0.860607	0.154270	11.805659
4	0.871615	0.156386	12.979468
3	0.872926	0.156645	14.394015
8	0.932464	0.168563	14.1355897
7	0.971514	0.176218	15.210087
6	1.003720	0.182564	16.122197
14	1.050064	0.186454	16.830181
13	1.068243	0.19283	17.2664331
12	1.073148	0.194964	17.3651778
11	1.075806	0.196683	17.4103699
10	1.075807	0.196683	17.4103944
9	1.075813	0.196691	17.4105042
18	1.096471	0.20332	17.4844699
20	1.18259	0.220604	18.7700508
1	1.180808	0.222314	18.775087
19	1.193734	0.222437	18.8213327

É possível observar pela Tabela 5-24 que o melhor resultado, ou seja, o menor valor encontrado para os indicadores foi na *Simulação 17*. Essa simulação emprega o recurso de interligação entre alimentadores, através de chave NA e o recurso de formação de microrrede com geração do tipo CON 5MW. Além disso, realiza cortes de carga, nos casos em que não é possível recuperar a totalidade de cargas da ilha e não faz análise do perfil de tensão nos nós.

Como será visto posteriormente a configuração de GD CON 5MW é a que apresenta melhores resultados frente aos demais modelos de geração e das diferentes potências nominais. Sendo assim, é esperado que para as simulações realizadas a *Simulação 17* apresente o melhor desempenho. Essa simulação, além de empregar o modelo de GD mais eficiente, apresenta também a possibilidade de interligação de alimentadores. Além disso, desconsidera as restrições de tensão nos nós (não é realizada análise de perfil de tensão). É importante destacar que a realização das simulações sem a análise de perfil de tensão tem validade somente do ponto de vista teórico em que se deseja verificar a influência dessa análise sob os valores dos indicadores de confiabilidade.

Além disso, observa-se que, contrariando o que é logicamente esperado, a *Simulação 19* apresentou valores piores que o caso base (*Simulação 1*), em que não há nenhuma possibilidade de recuperar as cargas isoladas pela ocorrência de uma falha. Na *Simulação 19* a confiabilidade do sistema é determinada considerando a existência de GDs do tipo EOLII 1,5MW, em que é feita a análise de perfil de tensão para formação de microrredes, é avaliada a possibilidade de corte de carga e não há armazenadores de energia na microrrede. Posteriormente são discutidos outros casos que avaliam a interferência da presença dos armazenadores para os indicadores de confiabilidade.

Pelos resultados da Tabela 5-24 é possível ainda analisar o efeito da realização dos cortes de carga comparando os valores obtidos para as simulações 2 e 16. Na simulação 2 não há presença de GD, há chave de interligação, análise de fluxo de potência e corte de carga. Já na simulação 16 há GD CONV 5MW, não há chave de interligação e nem análise de corte de carga. Observa-se que os resultados para a simulação 2 são menores do que para a simulação 16. Mesmo com a presença da GD, por não ser feita a consideração do corte de carga, foram registradas mais falhas, resultando em uma energia não suprida maior.

De modo geral, observa-se que há um único caso (*Simulação 19*) em que a presença dos recursos de recuperação de carga não trás melhoria aos indicadores de confiabilidade do sistema.

Na Tabela 5-25 é mostrada uma comparação entre os resultados das simulações que avaliam os diferentes modelos e potências para os geradores distribuídos. Em todas as simulações foi considerada a possibilidade de efetuar cortes de carga e também é realizada a análise dos perfis de tensão para a formação das ilhas. Para as simulações em que são aplicados os modelos com fonte de geração intermitente considera-se também a presença de armazenadores de energia. Nessas simulações não foi considerada a análise de interligação entre

alimentadores, pois se deseja verificar exclusivamente a influência das microrredes. Posteriormente é esclarecido que com a presença das GDs somada à possibilidade de interligação, os indicadores sofrem uma redução (melhoria) ainda maior.

Os resultados da Tabela 5-25 demonstram, como esperado, que os geradores convencionais, por fornecerem potência constante, possibilitam uma redução maior dos indicadores do que os modelos intermitentes. Entretanto, é possível também notar um fenômeno não esperado: o modelo FTV possibilitou uma redução maior dos indicadores do que o modelo EOLII. Esse fenômeno não era esperado, pois enquanto os modelos eólicos podem gerar energia todo o dia, dependendo somente da presença de vento, os geradores fotovoltaicos possuem a restrição de atuar somente no período do dia em que há radiação solar direta.

Nos gráficos da Figura 5-7 está representada a redução percentual dos indicadores DEC, FEC e ENS para as simulações da Tabela 5-25, em relação ao caso base (*Simulação 1*).

Tabela 5-25 – Comparação entre os resultados para diferentes modelos de geração

Simulação	Modelo de Geração	DEC [h/ano]	FEC [int/ano]	ENS [MWh/ano]
5	CONV 5MW	0.860607	0.154270	11.805659
4	CONV 2.5MW	0.871615	0.156386	12.979468
3	CONV 5MW	0.872926	0.156645	14.394015
8	EOLI 5MW	0.932464	0.168563	14.1355897
7	EOLI 2.5MW	0.971514	0.176218	15.210087
6	EOLI 1.5MW	1.003720	0.182564	16.122197
14	FTV 5MW	1.050064	0.186454	16.830181
13	FTV 2.5MW	1.068243	0.19283	17.2664331
12	FTV 1.5MW	1.073148	0.194964	17.3651778
11	EOLII 5MW	1.075806	0.196683	17.4103699
10	EOLII 2.5MW	1.075807	0.196683	17.4103944
9	EOLII 1.5MW	1.075813	0.196691	17.4105042

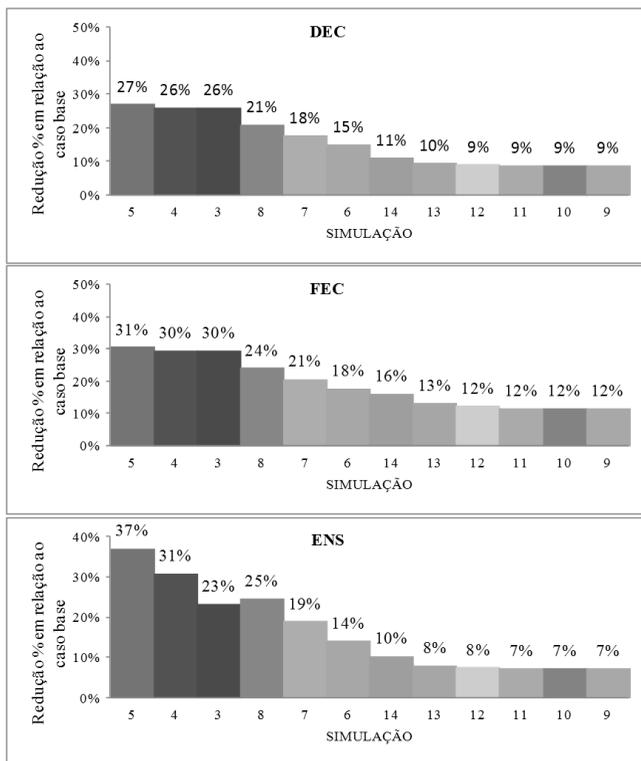


Figura 5-7 – Redução % dos indicadores em relação ao caso base – simulações com GD

As *Simulações 18, 19 e 20* e as *Simulações 6, 9 e 12* respectivamente, possuem características de análise muito semelhantes, diferenciando-se pela presença ou não de armazenador de energia.

Pela Tabela 5-26 é possível observar a influência da presença dos armazenadores de energia nas microrredes. Nota-se que para os 3 diferentes modelos de geração intermitentes os indicadores melhoraram com a presença dos armazenadores.

O gráfico da Figura 5-8 mostra a melhoria dos indicadores em termos percentuais. Observa-se que para todos os modelos de geração o indicador que sofreu maior influência pela presença dos armazenadores foi o ENS. Isso demonstra que em alguns casos a presença dos armazenadores provoca uma redução nos cortes de carga necessários para a formação da microrrede. Os armazenadores de energia, assim como os demais recursos, atuam somente alterando a quantidade de

consumidores afetados e não tratando a causa das interrupções nem os tempos de reparo.

Tabela 5-26 – Comparação entre simulações COM e SEM armazenador de energia

Simulação	Modelo de Geração	Armazenador de Energia	DEC [h/ano]	FEC [int/ano]	ENS [MWh/ano]
6	EOLI 1.5 MW	<u>Sim</u>	1.003720	0.182564	16.122197
18	EOLI 1.5 MW	<u>Não</u>	1.096471	0.20332	17.4844699
9	EOLII 1.5 MW	<u>Sim</u>	1.075813	0.196691	17.4105042
19	EOLII 1.5 MW	<u>Não</u>	1.193734	0.222437	18.8213327
12	FTV 1.5 MW	<u>Sim</u>	1.073148	0.194964	17.3651778
20	FTV 1.5 MW	<u>Não</u>	1.18259	0.220604	18.7700508

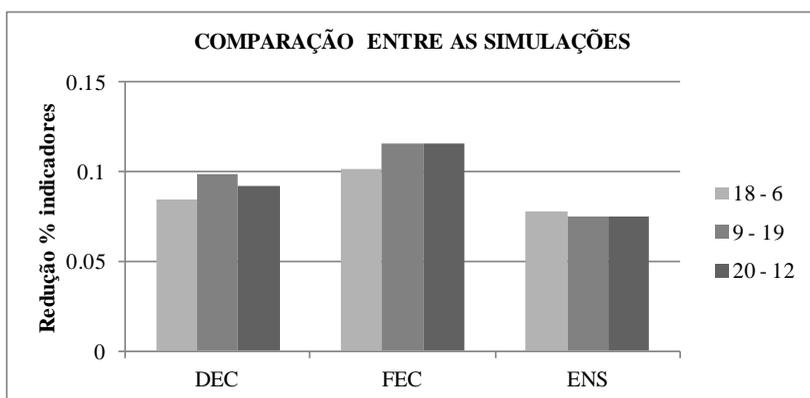


Figura 5-8 – Redução percentual entre as simulações COM e SEM armazenadores de energia

5.2 CASO DE ESTUDO 2

No estudo de caso 2 foi simulada uma única configuração, com pontos de geração espalhados pela rede de BT e com níveis de potência de geração inferiores ao caso anterior. O sistema teste utilizado é um sistema realístico da Rio Grande Energia (RGE) com 213 nós, 73 pontos de carga, 2866 consumidores, demanda instalada de 5,175 MW. A Figura 5-9 mostra o diagrama unifilar desse sistema.

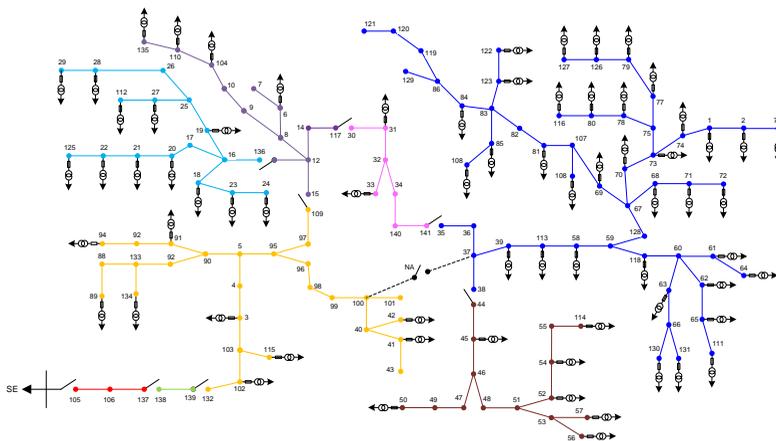


Figura 5-9 – Esquema de ligação do sistema realístico

O sistema foi simplificado pelo método exposto na seção 3.1.2.1 e resultou em 81 blocos, conforme a Figura 5-10.

Nesse estudo foi considerada a instalação de micro e minigerações na rede de BT, sendo assim, as potências de GD são inferiores comparadas ao caso de Estudo 1. Na Tabela 5-27 estão identificados os pontos de instalações das unidades de geração bem como o tipo de fonte e a potência nominal correspondente.

Nesse estudo de caso é considerada uma chave interligadora NA entre os blocos 3 e 7. Está sendo desconsiderada a análise de perfil de tensão nos nós após as manobras, sendo assim, a avaliação de corte de carga só é realizada para casos de formação de microrrede em que a demanda é maior que a geração. Além disso, não é prevista a existência de um sistema de armazenamento de energia para as microrredes.

Na seção seguinte são apresentados os resultados para o caso base (sem recurso), para o caso com possibilidade de interligação entre os

blocos (através do fechamento de chave NA) e para o caso com possibilidade de formação de microrrede.

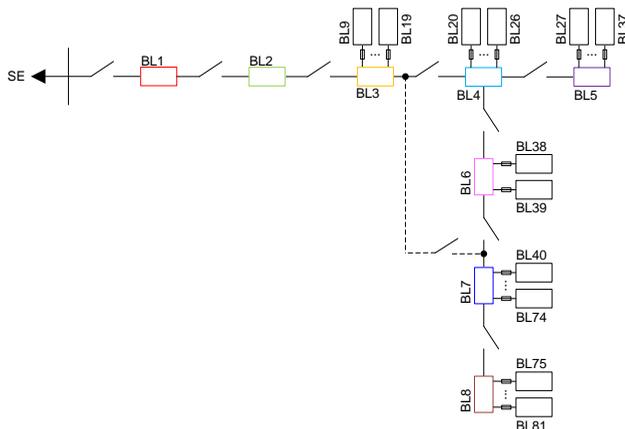


Figura 5-10 – Sistema realístico simplificado por blocos

Tabela 5-27 – Configuração da geração para Estudo de Caso 2

Potência [MW]	Gerador Modelo	Ponto de Instalação
1	Gerador Síncrono Modelo COM	Bloco 6
0.2	Micro Turbina Modelo COM	Bloco 7
0.2	Micro Turbina Modelo COM	Bloco 8
0.1	Painéis Fotovoltaicos Modelo FTV	Bloco 5
0.1	Painéis Fotovoltaicos Modelo FTV	Bloco 8
0.2	Painéis Fotovoltaicos Modelo FTV	Bloco 7

5.2.1 Resultados para Estudo de Caso 2

Para este estudo de caso foram realizadas 3 simulações diferentes. Na *Simulação 1* foi desconsiderada a existência de chave de interligação

e de geração distribuída, ou seja, foram obtidos os indicadores de confiabilidade para o sistema em que não há possibilidade de recurso. Na *Simulação 2* foi considerado como recurso somente a chave de interligação NA que conecta o bloco 3 ao bloco 7, conforme a Figura 5-9 e Figura 5-10. Nesse caso, na ocorrência de falha no bloco 4, a chave NA se fecha e os blocos 7 e 8 são alimentados. Como não há análise de perfil de tensão não há nenhuma restrição para a realização da interligação. Na *Simulação 3* foram consideradas as GDs conforme a Tabela 5-7 e a chave NA foi desconsiderada. Na *Simulação 3*, ainda, foi considerada a possibilidade de efetuar cortes de carga no caso da demanda da ilha ser maior que a geração, respeitando a política de corte em que o maior número de consumidores é atendido. As posições escolhidas para a instalação das GDs possibilitam a formação de diferentes microrredes.

Para cada simulação foram realizadas 3 replicações e foram obtidos os valores de média, desvio padrão e variância. Na Tabela 5-28, Tabela 5-29 e Tabela 5-30 são apresentados os resultados de cada replicação para os indicadores sistêmicos (DEC, FEC e ENS) para as 3 simulações. Para os indicadores individuais (DIC, FIC, DMIC e ENS_i) os resultados das replicações são omitidos, sendo que os valores médios, o desvio padrão e a variância podem ser visto no APÊNDICE B.

Na Figura 5-11 é mostrado um gráfico com os valores médios dos indicadores DEC, FEC e ENS de cada simulação.

Observa-se na Figura 5-11 que na *Simulação 3* os indicadores apresentam valores menores que nas *Simulações 1* e *2* o que representa que a presença das gerações e a operação ilhada do sistema no momento de falta traz melhorias para os indicadores sistêmicos.

Tabela 5-28 – Resultados da *Simulação 1* do Estudo de Caso 2

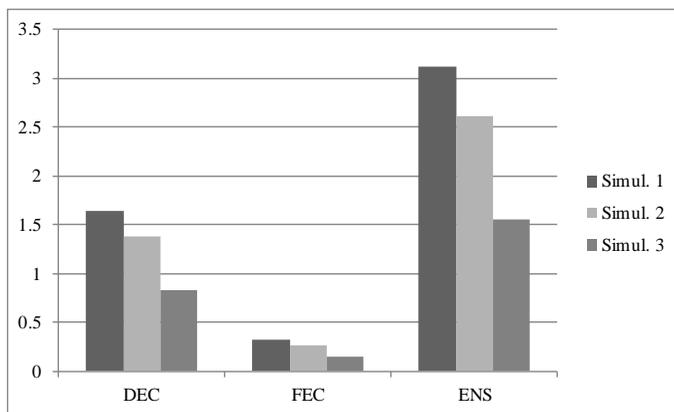
INDICADOR	DEC [h/ano]	FEC [int/ano]	ENS [MWh/ano]	ANOS DE SIMUL.
1ª replicação	1.6976763	0.32097	3.2343717	10000
2ª replicação	1.5924099	0.3085823	3.0291805	10000
3ª replicação	1.6289201	0.3138478	3.1032229	10000
Média	1.639669	0.314467	3.122258	10000
Desvio Padrão	0.0534501	0.006217	0.1039116	0
Variância	0.0028569	3.865E-05	0.0107976	0

Tabela 5-29 – Resultados da *Simulação 2* do Estudo de Caso 2

INDICADOR	DEC [h/ano]	FEC [int/ano]	ENS [MWh/ano]	ANOS DE SIMUL.
1ª replicação	1.4292528	0.2671755	2.699953	10000
2ª replicação	1.3415243	0.2579295	2.5296633	10000
3ª replicação	1.3798247	0.2616518	2.6072694	10000
Média	1.3835339	0.2622522	2.6122952	10000
Desvio Padrão	0.0439817	0.0046521	0.085256	0
Variância	0.0019344	2.164E-05	0.0072686	0

Tabela 5-30 – Resultados da *Simulação 3* do Estudo de Caso 2

INDICADOR	DEC [h/ano]	FEC [int/ano]	ENS [MWh/ano]	ANOS DE SIMUL.
1ª replicação	0.8398738	0.1475776	1.5783035	10000
2ª replicação	0.8254785	0.1495884	1.5517203	10000
3ª replicação	0.8132022	0.146322	1.5332038	10000
Média	0.8261848	0.1478293	1.5544092	10000
Desvio Padrão	0.0133498	0.0016477	0.0226698	0
Variância	0.0001782	2.715E-06	0.0005139	0

**Figura 5-11** – Valores médios dos indicadores para estudo de caso 2

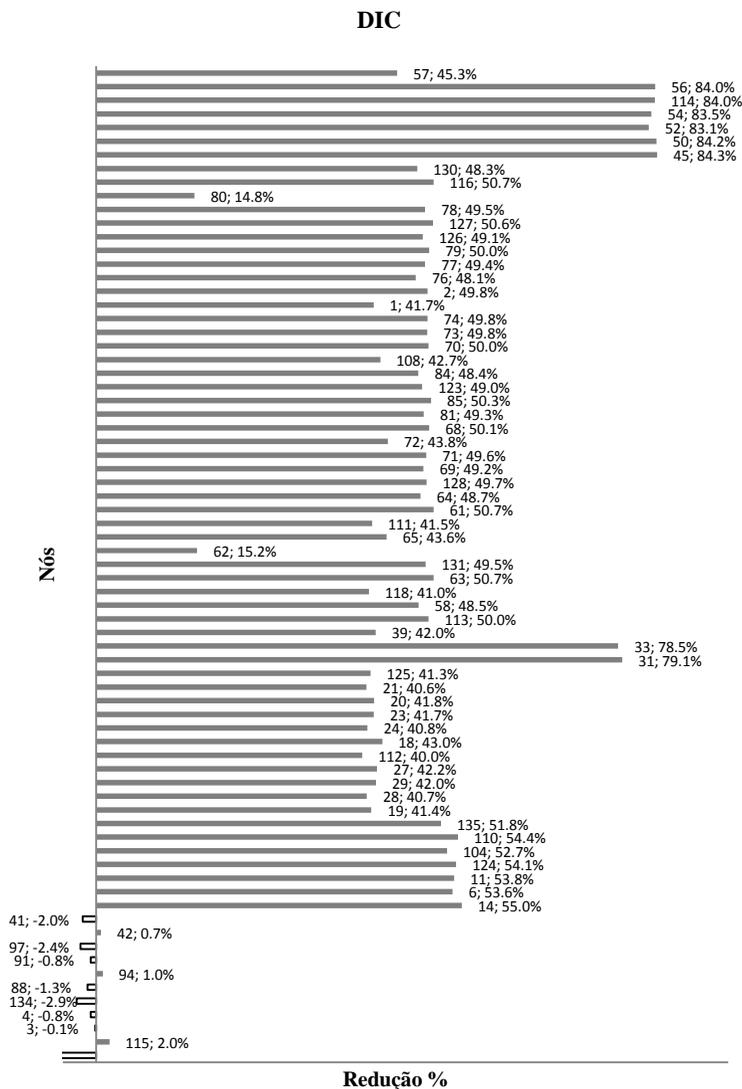


Figura 5-12 – Valor percentual do DIC da *Simulação 3* em relação ao caso base

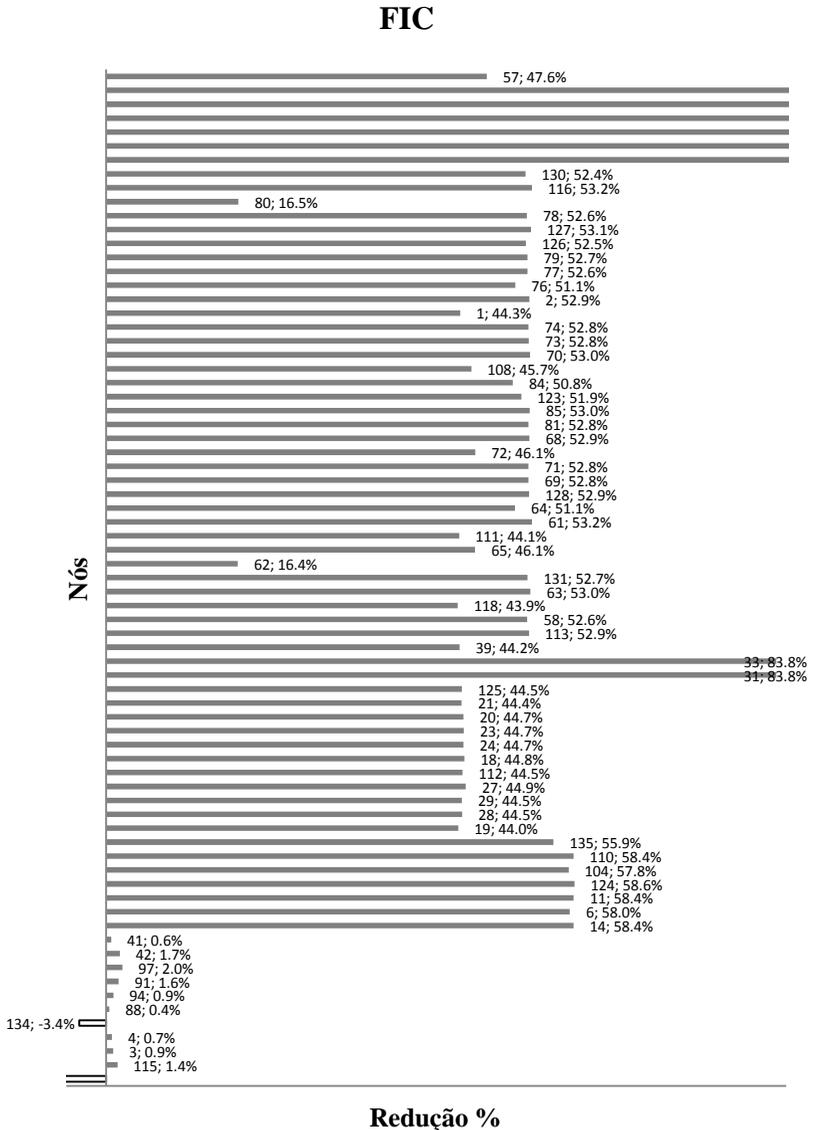


Figura 5-13 – Valor percentual do FIC da *Simulação 3* em relação ao caso base

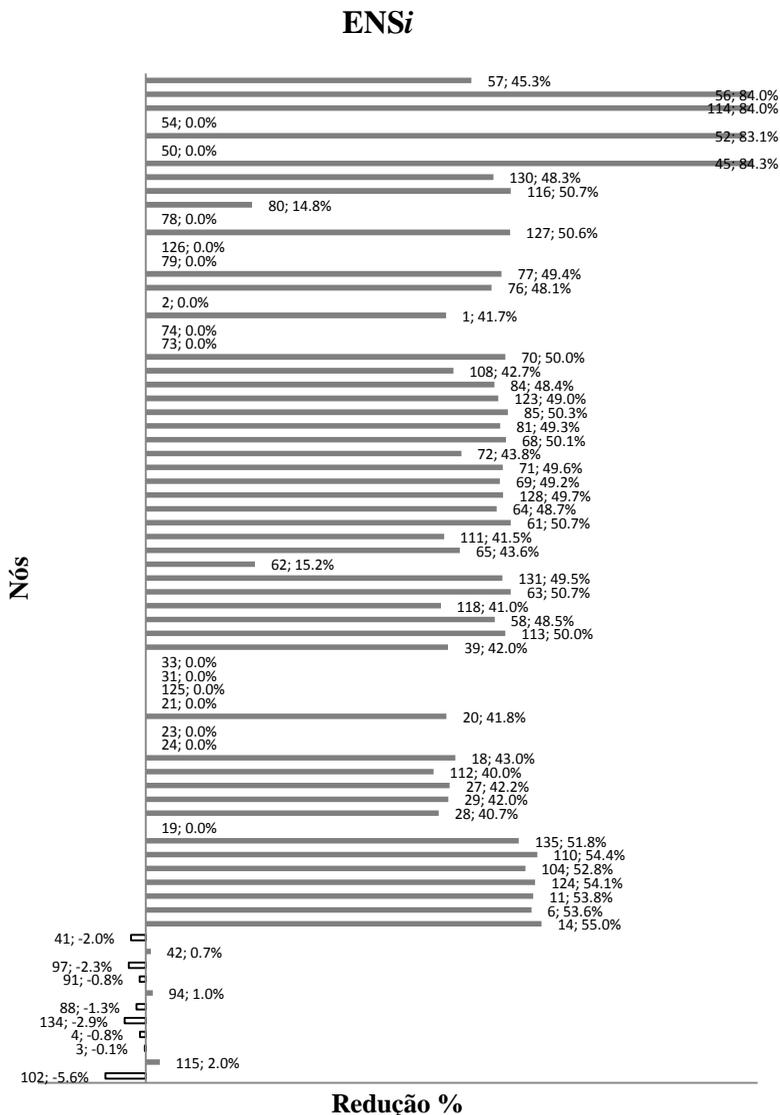


Figura 5-14 – Valor percentual do ENSi da *Simulação 3* em relação ao caso base

Com os dados das tabelas do APÊNDICE B é possível formar os gráficos da Figura 5-12, Figura 5-13 e Figura 5-14 que apresentam a

redução percentual entre os resultados da *Simulação 3* e *Simulação 1*, caso base. Nesses gráficos é possível observar que alguns nós apresentam uma redução significativa nos valores dos indicadores enquanto outros a redução é praticamente zero. Ocorre também uma pequena elevação nos indicadores individuais, como pode ser visto nos nós 41, 97, 91, 88, 134, 4, 3 e 152. As causas para tal elevação podem estar relacionadas com a gestão da semente da amostragem dos números aleatórios. A avaliação dos indicadores individuais é uma ferramenta importante para os casos em que uma parte da rede específica apresenta anomalias que causam uma maior frequência de interrupções nessa área do que em outras. Nessa situação pode-se atuar alterando a posição, pontos de conexão, das gerações para verificar o impacto causado nos indicadores nessa área específica. Entretanto, tal investigação não é escopo deste trabalho.

6 CONCLUSÕES

Este trabalho de dissertação consistiu no desenvolvimento de uma metodologia capaz de avaliar a confiabilidade de um sistema de distribuição ativo cujas fontes de geração de energia elétrica podem ser solares, eólicas ou convencionais, sendo que as tratadas como convencionais representam qualquer fonte de energia caracterizada como despachável.

A metodologia proposta emprega a avaliação estocástica e cronológica dos eventos de falha e da capacidade de geração disponível. A utilização da metodologia cronológica é importante principalmente para a avaliação de fontes de geração intermitentes em que a disponibilidade de energia se altera ao longo do dia. Já a avaliação estocástica do problema permite avaliar as variáveis aleatórias, tais como a ocorrência de uma falha no sistema e a disponibilidade de geração de energia pelas fontes de GD, micro e minigerações.

Os modelos de representação dos elementos do sistema são baseados em modelos probabilísticos, que envolvem distribuições de probabilidades e processos de Markov, e modelos diretos de análise baseados em curvas características do comportamento dos elementos.

A metodologia e modelos desenvolvidos foram aplicados em dois estudos de caso envolvendo diversas configurações. No primeiro deles, utilizou-se um sistema teste típico do IEEE, o RBTS – Barra 2, no segundo, foi utilizado um sistema realístico da RGE.

Devido à complexidade e tamanho do problema proposto neste trabalho, várias considerações e limitações foram necessárias para se chegar a uma metodologia capaz de simular a operação do sistema, bem como, para se chegar a modelos para representar os elementos do sistema. Tais limitações são listadas a seguir:

- Equipamentos de manobra, SE, e barramentos 100% confiáveis;
- Realização instantânea das manobras sem considerar os tempos de chaveamento e *start up* dos geradores;
- Capacidade ilimitada de carregamento das linhas;
- Utilização de uma única curva anual para série de dados ambientais e anemométricos;
- Não são avaliados os efeitos da presença de equipamentos de proteção do sistema e do controle dinâmico;

- Análise atemporal da carga e descarga das baterias e da variação da carga.

As considerações listadas anteriormente afetam diretamente os indicadores de confiabilidade. Por exemplo, a descon sideração de falhas oriundas dos equipamentos de manobra e barramentos reflete um menor número de interrupções. A hipótese de realização de manobras instantâneas impacta em uma redução na duração das interrupções. Já a consideração de capacidade ilimitada das linhas, promove alterações na energia não suprida do sistema. Observa-se, portanto, que a consideração das restrições e limitações impostas para a realização deste trabalho é de extrema relevância para a realização de uma avaliação correta dos resultados obtidos.

6.1 SÍNTESE DOS PRINCIPAIS RESULTADOS

De forma geral, para as considerações citadas anteriormente, os resultados das diversas simulações realizadas mostraram que os indicadores sistêmicos melhoram com a possibilidade de formação das microrredes.

Um caso isolado, em que foi empregado o modelo de geração EOLII com potência nominal de 1,5MW, os indicadores sofreram uma elevação em relação ao caso base. No caso base, os valores para o DEC, FEC, e ENS são respectivamente 1.18 h/ano, 0.2223 int./ano e 18.77 MWh/ano. Enquanto na simulação que emprega o modelo EOLII com potência nominal de 1,5 MW esses indicadores obtiveram os seguintes valores, respectivamente: 1.19 h/ano, 0.2224 int./ano e 18.82 MWh/ano. Logicamente esses resultados parecem absurdos, entretanto, a diferença entre os resultados das duas simulações é realmente pequena. Em se tratando de um processo estocástico, em que as ocorrências de falhas podem variar de uma simulação para outra, pode-se concluir que a presença da geração da fonte de geração EOLII com potência nominal de 1,5MW não trouxe prejuízos nem melhorias ao sistema.

Quanto à influência da presença dos armazenadores de energia, ou no caso deste trabalho, das baterias, é notável a importância desse dispositivo para a formação das microrredes. É possível observar que os valores para os indicadores sistêmicos para as simulações sem a presença das baterias são piores do que para os casos das microrredes com armazenadores. Tanto é, que para o modelo EOLII 1,5MW, quando simulado com a presença de um conjunto de bateria de 500kW, os valores para os indicadores DEC, FEC e ENS são respectivamente 1.07 h/ano, 0.1966 int./ano, 17.41 MWh/ano. Nota-se que os resultados

recém citados são melhores do que para o caso base, apresentados anteriormente, o que não ocorre na ausência dos armazenadores.

No caso de estudo 2 não foram empregados armazenadores de energia associados às microrredes. Mesmo assim, os resultados obtidos foram satisfatórios, ou seja, os valores dos indicadores para as simulações com microrredes são inferiores ao caso base, conforme ilustrado no gráfico da Figura 5-11. Isso se deve ao fato de haver modelos convencionais associados aos modelos intermitentes, que atuam fornecendo a energia firme necessária à formação das ilhas, assim como as baterias no caso de estudo 1.

Em relação à análise do fluxo de potência, para verificar a tensão nos nós após manobras, observa-se que é uma ferramenta relevante. A ausência dessa análise pode acarretar em resultados melhores para os indicadores de confiabilidade, porém mais distantes de um comportamento real. Tal fato fica evidenciado pelos resultados das simulações 5 e 17 do caso de estudo 1, cujos valores dos indicadores DEC, FEC e ENS são respectivamente: 0.86 h/ano, 0.1542 int./ano, 11.80 MWh/ano e 0.82 h/ano, 0.1505 int./ano, 9.12 MWh/ano. As duas simulações são semelhantes, diferenciadas somente pela não realização da análise de perfil de tensão na simulação 17. A carga utilizada no estudo de fluxo de potência é carga fixa correspondente aos blocos que formam a ilha, no caso de avaliação de microrrede. No caso de avaliação de interligação de chave seccionadora, é considerada a carga total do sistema menos o valor das cargas dos blocos isolados pela falha. No estudo de caso 2 não é realizada a análise de fluxo de potência, o que não desvaloriza o esforço em testar a metodologia desenvolvida em uma rede com dimensão e configuração realísticas.

Nota-se também que uma análise individual de cada ponto de carga é de extrema importância. Verifica-se que existem pontos em que ocorre uma elevação dos valores dos indicadores DIC, FIC e ENS_i, apesar dos valores para os indicadores sistêmicos para as mesmas simulações terem sido inferiores ao caso base. Observa-se, que a elevação registrada está entre 0,1% e 5,6%. Uma justificativa para a ocorrência dessa diferença é o local de instalação dos geradores. Entretanto, este trabalho limitou-se a apresentar esses resultados sem entrar em detalhes das causas e possíveis reparos de podem ser feitos a fim de reduzir ou eliminar os pontos em que a presença da microrrede reduz os indicadores.

6.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Haja vista as limitações e restrições deste trabalho, diversas modificações podem ser aplicadas, restrições eliminadas e modelos expandidos a fim de se obter resultados mais próximos aos eventos e comportamentos sistêmicos reais. Sendo assim ficam como sugestões para trabalhos futuros:

- Avaliação da confiabilidade integrada com o restante do sistema, excluindo a consideração de que a SE é capaz de suprir toda a carga em operação normal;
- Inclusão de falhas aos equipamentos de manobra e barramentos;
- Análise cronológica, temporal e variável do comportamento da carga do sistema;
- Aplicação de outras fontes de energia e diferentes formas de armazenamento de energia;
- Inclusão da avaliação cronológica das baterias, considerando seus tempos de carga e descarga e limites de carregamento;
- Aplicar um modelo de previsão das condições ambientais e anemométricas ao invés de uma única série de registros;
- Considerar as GDs, micro e minigerações em operação paralela ao sistema;
- Incluir os tempos de manobra, condições de proteção e tempo de *start up* dos geradores;
- Retirar a restrição de suprimento total das cargas durante todo o tempo de falha para a formação da microrrede;
- Estudar os efeitos do local de instalação das gerações.

7 REFERÊNCIAS

ABDALA, Vitor. Produção residencial de energia solar já é economicamente viável para 15% dos lares brasileiros. **Agência Brasil**, Brasília, p.1-1, 3 jul. 2012.

ABRADEE, Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - (Org.). **Visão Geral do Setor**. Disponível em: <<http://www.abradee.org.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>>. Acesso em: 9 jun. 2013.

ALLAN, R. N. et al. A Reliability Test System for educational purposes: basic distribution system data and results. **Iee Transactions On Power Systems**, Saskatoon, v. 6, n. 2, p.813-820, May 1999.

ANDRADE, Waltacir dos Santos. **Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição e Sub-transmissão considerando Geração Distribuída**. 2007. 215 f. Tese (Doutorado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa N° 652**, Brasília: ANEEL, 2003a

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa N° 676**, Brasília: ANEEL, 2003b

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de energia elétrica do Brasil**, Brasília: ANEEL, 2008.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Banco de Informações de Geração**, Brasília: ANEEL, 2010.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimento de distribuição (PRODIST) – Módulo 1 – Introdução**, Brasília: ANEEL, 2012a.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimento de distribuição (PRODIST) – Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**, Brasília: ANEEL, 2012b.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimento de distribuição (PRODIST) – Módulo 4 – Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição**, Brasília: ANEEL, 2012c.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimento de distribuição (PRODIST) – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**, Brasília: ANEEL, 2012d.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa N° 482**, Brasília: ANEEL, 2012e.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **BIG – Banco de Informações de Geração: Matriz de Energia Elétrica**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 1 jul. 2013a.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Informações Técnicas: Indicadores de Continuidade**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 29 out. 2013b.

ANZAI, Alexandre H. **Um modelo de fluxo de carga para sistemas de distribuição contendo diferentes tecnologias de geração distribuída**. 2008. 176 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2008.

BARBETTA, Pedro Alberto; REIS, Marcelo Menezes; BORNIA, Antonio Cezar. **Estatística para cursos de engenharia e informática**. 3. ed. São Paulo: Atlas, 2010. 410 p.

BILLINTON, Roy; ALLAN, Ronald N.. **Reliability Evaluation of Power Systems**. 2. ed. New York: Plenum Press, 1996. 540 p.

BILLINTON, Roy; LI, W. **Reliability assessment of electric power system using Monte Carlo methods**. 2. ed. New York: Plenum Press, 1994.

BRASIL. Decreto N° 5163, 30 de julho de 2004.

BRASIL. Lei N° 8987, 13 de fevereiro de 1995

BRUCE, Clarke A.; DISNEY, Ralph L.. **Probabilidade e processos estocásticos**. Nova Iorque: John Wiley And Sons, Inc., 1970. 338 p.

CAMARA NETO, Felipe. **Fatores de Influência na avaliação de indicadores probabilísticos na adequação de sistemas de potência**. 2011. 135 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal De Itajubá, Itajubá, 2011.

CASSULA, A. M. et al. Avaliação da Confiabilidade em Sistemas de Distribuição considerando falhas de geração e transmissão. **Sba Controle & Automação**, Campinas, v. 14, n. 3, p.1-10, jul./set. 2003.

CBEE. **Centro Brasileiro de Energia Eólica**. Disponível em: <www.eolica.com.br>. Acesso em: 1 jul. 2003

CEC – California Energy Commission. **Public interest energy research (PIER)**, Disponível em: <<http://www.energy.ca.gov>>. Acesso em: 10 jun/ 2013.

COSTA, Paulo Moises da; MATOS, Manuel A.. **Reliability of Distribution Networks with Microgrids**. St. Petersburg: IEEE RUSSIA POWER TECH, 2005. p. 1 - 7.

CSIRO (Austrália) (Org.). **Supercapacitors**. Disponível em: <<http://www.csiropedia.csiro.au/display/CSIROpedia/Supercapacitors>>. Acesso em: 10 jun. 2013.

DELGADO, Joaquim D. B.; SARAIVA, Pedro A.; ALMEIDA, Aníbal Traça de. **A Qualidade da Energia Eléctrica na Actualidade e o Uso de Novas Tecnologias Reparadoras**. Disponível em: <http://www.ipv.pt/millennium/20_arq1.htm>. Acesso em: 05 jun. 2013.

DIAS, Evaldo Baldin. **Avaliação de indicadores de continuidade e seu impacto no planejamento de sistemas de distribuição**. 2002. 139 f. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002.

DOMINGUES, Maria. Tolmasquim: Governo abre espaço para solar e lixo no A-3. **Jornal da Energia**, São Paulo, p. 1-2. 27 jun. 2013.

ELETROSUL – Centrais Elétricas S.A. **SOL Megawatt Solar**. Disponível em: <<http://www.eletrosul.gov.br>>. Acesso em: 01 jul. 2013.

FALCÃO, Djalma M.. **Smart Grids e Microredes: O Futuro já é presente**. Rio de Janeiro: VIII SIMPASE, 2009. p. 1 - 11.

FIGUEIREDO, Rafael. Brazil: Will Net Metering Work?. **Renewable Energy World**, Rio de Janeiro, p.1-2, 13 jun. 2012. Disponível em: <<http://www.renewableenergyworld.com/>>. Acesso em: 10 jun. 2013.

D. P. GAVER, D.P.; MONTMEAT, F.E.; PATTON, A.D. Power System Reliability: I – Measures and Methods of Calculation. **IEEE Trans. on Power Apparatus Systems**, v. 83, n. 7, p. 727-737, jul. 1964.

GUIMARÃES, Ana Carolina Rennó. **Confiabilidade de sistemas de distribuição: calibração de dados e mecanismos para avaliação de desempenho**. 2006. 214 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal De Itajubá, Itajubá, 2006.

GWEC – Global Wind Energy Council. **Biblioteca de Pesquisa**. Disponível em: <<http://www.gwec.net/index.php?id=15&L=0>>. Acesso em: 10 jun. 2013.

HADDAD, Jamil; LORA, Electo Eduardo. S. **Geração distribuída**. Rio de Janeiro. Editora Interciência, 2006.

IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers. **Distribution test feeders**. Disponível em: <<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>>. Acesso em: 29 ago. 2013.

ISSICABA, Diego; LOPES, João Abel Peças; ROSA, Mauro Augusto da. Adequacy and Security Evaluation of Distribution Systems With Distributed Generation. **Ieee Transactions On Power Systems**, v. 27, n. 3, p.1681-1689, ago. 2012.

ISSICABA, Diego; LOPES, João Abel Peças; ROSA, Mauro Augusto da. **Distribution System Performance System Evaluation Considering Islanded Operation**. Stockholm Sweden: XVII Power Systems Computation Conference, 2011. p. 1 - 7.

JESUS, Luciana; ALMEIDA, Manuela; PEREIRA, Eduardo. A integração de fotovoltaicos nos edifícios em Portugal: dificuldades e oportunidades. **Engenharia e Vida**, Portugal, n. 20, p.38-45, jan. 2005.

KAGAN, Nelson; OLIVEIRA, Carlos César Barioni de; ROBBA, Ernesto João. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2. ed. São Paulo: Blucher, 2005. 328 p.

KARKI, Rajesh; BILLINTON, Roy. Reliability/Cost Implications of PV and Wind Energy Utilization in Small Isolated Power Systems. **Ieee Transactions On Energy Conversion**, v.16, n. 4, p.368-373, Dec. 2001.

KROPOSKI, B. et al. A Look at Microgrids Technologies and Testing Projects from Around the World. **Ieee Power & Energy Magazine**, p.40-53, May/June 2008.

LEITE, Andréa Pereira. **Modelagem de fazendas eólicas para estudos de confiabilidade**. 2005. 151 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

LIDULA, N. W. A.; RAJAPAKSE, A. D.. Microgrids Research: A review of experimental microgrids and test system. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, Winnipeg, p. 186-202. 15 set. 2010.

NASCIMENTO, Luiz Carlos Do. **Avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição utilizando processamento distribuído**. 2009. 220 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal De Itajubá, Itajubá, 2009.

PEREIRA, Hivy. Q. **Fluxo de Potência Trifásico: Um Estudo Comparativo e Uma Nova Metodologia de Solução**. 2006. 162 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2006.

PLATER, Bryan B.; ANDREWS, James A.. **Advances in Flywheel Energy-Storage Systems**. Disponível em: <<http://www.powerpulse.net/techPaper.php?paperID=78&print>>. Acesso em: 10 jun. 2013.

RESENDE, Leonidas Chaves De. **Avaliação da confiabilidade preventiva de sistemas de potência**. 2002. 96 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal De Itajubá, Itajubá, 2002.

RIBEIRO, Márcio Lunardelli. **Estratégia de Reposição de Serviço utilizando Micro-Redes**. 2010. 92 f. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2010.

ROSA, Mauro Augusto da; **Agent-based Technology Applied to Power Systems Reliability**. 2009. 207 f. Tese (Doutorado) - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2009.

SIEMENS. High Energy Density with Ultracapacitors: Bursting with Power. **Siemens Matsushita Components**, fev. 2009.

SILVA, A. M. Leite da et. al. Distributed Energy Resources Impact on Distribution System Reliability Under Load Transfer Restrictions. **Ieee Transactions On Smart Grid**, v. 3, n. 4, p.2048-2055, dec. 2012

SILVA, A. M. Leite da; PEREIRA, M.V.F.; SCHILLING, M. T.. **Power System Analysis under Uncertainties: Concepts and Techniques**. São Paulo: II SEPOPE, 1989.

SILVA, A. M. Leite da et. al. **Impacto de Novas Tecnologias em Sistemas Elétricos de Potência**. Rio de Janeiro. IX SEPOPE, 2004.

SONDA - SISTEMA DE ORGANIZAÇÃO NACIONAL DE DADOS AMBIENTAIS (Org.). **Estação Petrolina**. Disponível em: <<http://sonda.ccst.inpe.br/basedados/petrolina.html>>. Acesso em: 19 ago. 2013

STAHL, Brian; MOOR, Gary A.. **Acumentrics Introduce Composite Flywheel Based 250 KVA Full Online UPS - No batteries required**. Disponível em: <<http://www.acumentrics.com>>. Acesso em: 10 jun. 2013.

TAO, Ling; SCHWAEGERL, Christine. **More Microgrid: Reliability Impact of DER and Microgrids on Low Voltage Grids**. Europa, 2009.

TELECO. **Rede de Distribuição**. Disponível em:
<www.teleco.com.br>. Acesso em: 27 maio 2013.

TODD, Z. G. A Probability Method for Transmission and Distribution Outage Calculations, **IEEE Trans. on Power Apparatus Systems**, v. 83, n. 7, p. 696-701, jul.1964.

TOLMASQUIM, Maurício T. **Fontes renováveis de energia no Brasil**. Editora Interciência Ltda, 2003.

WILLIS, H. Lee; SCOTT, Walter G. **Distributed power generation**. Nova Iorque. Editora Marcel Dekker, 2000.

ANEXO I. DADOS TÉCNICOS DA TURBINA EÓLICA

A turbina eólica utilizada no desenvolvimento deste trabalho é hipoteticamente chamada de turbina A.

Tabela I-1 – Dados Técnicos da Turbina Eólica A

Dado	Valor
Potência nominal [kW]	1500
Velocidade nominal [m/s]	12
Velocidade de acionamento [m/s]	3
Velocidade de corte [m/s]	20
Tipo de controle	pitch
Altura do rotor [m]	50
Diâmetro do rotor [m]	77

Tabela I-2 – Curva e potência da turbina eólica A para densidade do ar igual a 1,225 kg/m³

Velocidade do Vento [m/s]	Potência Disponível [MW]	Velocidade do Vento [m/s]	Potência Disponível [MW]
0	0	13	1.5
1	0	14	1.5
2	0	15	1.5
3	0	16	1.5
4	0.025	17	1.5
5	0.087	18	1.5
6	0.214	19	1.5
7	0.377	20	0
8	0.589	21	0
9	0.855	22	0
10	1.162	23	0
11	1.453	24	0
12	1.5	25	0

Tabela I-3 – Dados da curva distribuição de probabilidade de disponibilidade de geração da turbina eólica A

Probabilidade acumulada	Estados de Geração (MW)	Probabilidade acumulada	Estados de Geração (MW)
0	1.5	0.2393	0.942
0.0947	1.5	0.249	0.912
0.1002	1.492	0.2587	0.882
0.1052	1.473	0.2684	0.853
0.1106	1.452	0.279	0.824
0.117	1.429	0.2902	0.796
0.1236	1.404	0.301	0.768
0.1297	1.377	0.3121	0.741
0.1363	1.349	0.3228	0.714
0.1427	1.32	0.334	0.688
0.1504	1.29	0.3456	0.663
0.1578	1.259	0.3574	0.638
0.1652	1.227	0.3688	0.614
0.1721	1.196	0.3798	0.59
0.1798	1.164	0.3922	0.567
0.1876	1.131	0.4041	0.544
0.1957	1.099	0.4171	0.522
0.2044	1.068	0.4299	0.5
0.2128	1.036	0.4429	0.479
0.2215	1.004	0.4564	0.458
0.2303	0.973	0.4702	0.437

Probabilidade acumulada	Estados de Geração (MW)	Probabilidade acumulada	Estados de Geração (MW)
0.4846	0.417	0.8087	0.099
0.4991	0.398	0.8213	0.089
0.5142	0.379	0.8336	0.08
0.5292	0.36	0.8448	0.072
0.5446	0.342	0.8552	0.063
0.5598	0.324	0.8643	0.056
0.5748	0.307	0.8732	0.049
0.5903	0.29	0.8824	0.043
0.6061	0.273	0.8904	0.038
0.6226	0.257	0.8971	0.033
0.6387	0.241	0.903	0.028
0.6557	0.226	0.9089	0.024
0.6721	0.211	0.9135	0.021
0.6882	0.197	0.9177	0.018
0.7043	0.183	0.9215	0.015
0.7199	0.169	0.9251	0.013
0.7362	0.156	0.9285	0.011
0.7512	0.144	0.9312	0.009
0.7658	0.132	0.9341	0.007
0.7812	0.12	0.9364	0.005
0.795	0.109	0.938	0.003
		1	0

ANEXO II. DADOS DO SISTEMA RBTS2 – IEEE

Tabela II-1 – Dados de Carga do sistema RBTS2 - IEEE

Tipo de Consumidor	Carga Média [MW]	Carga Máxima [MW]	Número de Consumidores	Pontos de Carga (LPs)
residencial	0.535	0.8668	210	1,2,3,10,11
residencial	0.45	0.7291	200	12,17,18,19
pequeno consumidor industrial	1	1.6279	1	8
pequeno consumidor industrial	1.15	1.8721	1	9
entidades governamentais	0.566	0.9167	1	4,5,13,14,20,21
comercial	0.454	0.75	10	6,7,15,16,22

Tabela II-2 – Comprimentos dos trechos do alimentador RBTS2 - IEEE

Nº do Trecho do Alimentador	Comprimento [km]
2, 6, 10, 14, 17, 21, 25, 26, 30, 34	0.6
1, 4, 7, 9, 12, 16, 19, 22, 24, 27, 29, 32, 35	0.75
3, 5, 8, 11, 13, 15, 18, 20, 23, 26, 31, 33, 36	0.8

APÊNDICE A. DADOS DE CONFIABILIDADE DOS BLOCOS PARA ESTUDO DE CASO 1

Tabela A-1 – Dados de confiabilidade dos blocos para o sistema RBTS2 - IEEE

Bloco	Taxa de Falha [int/ano]	Tempo médio de Reparo [horas]	Alimentador	Carga [MW]	Ponto de Carga
1	0.13975	5	1	0	
2	0.015	10	1	0.535	LP1
3	0.015	10	1	0.535	LP2
4	0.13975	5	1	0	
5	0.015	10	1	0.535	LP3
6	0.015	10	1	0.566	LP4
7	0.1495	5	1	0	
8	0.015	10	1	0.566	LP5
9	0.015	10	1	0.454	LP6
10	0.091	5	1	0	
11	0.015	10	1	0.454	LP7
12	0.10075	5	2	0	
13	0	0	2	1.000	LP8
14	0.091	5	2	0	
15	0	0	2	1.150	LP9
16	0.08775	5	3	0	
17	0.015	10	3	0.535	LP10
18	0.15275	5	3	0	
19	0.015	10	3	0.535	LP11
20	0.015	10	3	0.450	LP12
21	0.13975	5	3	0	
22	0.015	10	3	0.566	LP13
23	0.015	10	3	0.566	LP14
24	0.08775	5	3	0	
25	0.015	10	3	0.454	LP15
26	0.13975	5	4	0	

27	0.015	10	4	0.454	LP16
28	0.015	10	4	0.450	LP17
29	0.13975	5	4	0	
30	0.015	10	4	0.450	LP18
31	0.015	10	4	0.450	LP19
32	0.10075	5	4	0	
33	0.015	10	4	0.566	LP20
34	0.13975	5	4	0	
35	0.015	5	4	0.566	LP21
36	0.015	5	4	0.454	LP22

**APÊNDICE B. RESULTADOS DOS INDICADORES
INDIVIDUAIS DAS SIMULAÇÕES DO ESTUDO DE CASO 2**

Figura B-1 – Resultados Simul. 1 – Estudo de caso 2 – DIC

NÓ	DIC			NÓ	DIC		
	Média	Desvio padrão	Variância		Média	Desvio padrão	Variância
102	1.0048	0.0027	0.0000	62	2.7916	0.0137	0.0002
115	1.0076	0.0102	0.0001	65	2.7895	0.0146	0.0002
3	1.0122	0.0066	0.0000	111	2.7935	0.0124	0.0002
4	1.0112	0.0163	0.0003	61	2.7922	0.0136	0.0002
134	1.0078	0.0104	0.0001	64	2.7918	0.0129	0.0002
88	1.0096	0.0151	0.0002	128	2.7939	0.0119	0.0001
94	1.0072	0.0067	0.0000	69	2.7929	0.0153	0.0002
91	1.0027	0.0060	0.0000	71	2.8016	0.0207	0.0004
97	1.0120	0.0135	0.0002	72	2.7916	0.0110	0.0001
42	1.0130	0.0167	0.0003	68	2.7911	0.0100	0.0001
41	1.0128	0.0107	0.0001	81	2.7903	0.0164	0.0003
14	1.4801	0.0083	0.0001	85	2.7933	0.0247	0.0006
6	1.4845	0.0133	0.0002	123	2.7961	0.0088	0.0001
11	1.4843	0.0081	0.0001	84	2.7939	0.0166	0.0003
124	1.4881	0.0063	0.0000	108	2.7947	0.0098	0.0001
104	1.4916	0.0120	0.0001	70	2.7919	0.0097	0.0001
110	1.4854	0.0130	0.0002	73	2.7891	0.0116	0.0001
135	1.4854	0.0095	0.0001	74	2.7913	0.0134	0.0002
19	1.9098	0.0039	0.0000	1	2.7894	0.0144	0.0002
28	1.9123	0.0052	0.0000	2	2.7913	0.0153	0.0002
29	1.9114	0.0046	0.0000	76	2.7920	0.0163	0.0003
27	1.9105	0.0162	0.0003	77	2.7898	0.0093	0.0001
112	1.9077	0.0079	0.0001	79	2.7931	0.0096	0.0001
18	1.9092	0.0099	0.0001	126	2.7919	0.0096	0.0001
24	1.9143	0.0088	0.0001	127	2.7980	0.0160	0.0003
23	1.9081	0.0093	0.0001	78	2.7936	0.0131	0.0002
20	1.9089	0.0100	0.0001	80	2.7921	0.0122	0.0001
21	1.9118	0.0054	0.0000	116	2.7905	0.0114	0.0001

125	1.9125	0.0072	0.0001	130	2.8000	0.0124	0.0002
31	1.6277	0.0036	0.0000	45	3.0950	0.0132	0.0002
33	1.6276	0.0030	0.0000	50	3.0951	0.0098	0.0001
39	2.7950	0.0130	0.0002	52	3.0918	0.0084	0.0001
113	2.7943	0.0064	0.0000	54	3.0946	0.0172	0.0003
58	2.8014	0.0103	0.0001	114	3.0935	0.0072	0.0001
118	2.7934	0.0142	0.0002	56	3.0892	0.0133	0.0002
63	2.7879	0.0185	0.0003	57	3.0935	0.0045	0.0000
131	2.7898	0.0022	0.0000				

Figura B-2 – Resultados Simul. 1 – Estudo de caso 2 – FIC

NÓ	FIC			NÓ	FIC		
	Média	Desvio padrão	Variância		Média	Desvio padrão	Variância
102	0.1821	0.0012	0.0000	62	0.5389	0.0026	0.0000
115	0.1824	0.0021	0.0000	65	0.5387	0.0027	0.0000
3	0.1828	0.0016	0.0000	111	0.5391	0.0024	0.0000
4	0.1827	0.0027	0.0000	61	0.5390	0.0026	0.0000
134	0.1824	0.0021	0.0000	64	0.5389	0.0025	0.0000
88	0.1826	0.0025	0.0000	128	0.5391	0.0024	0.0000
94	0.1823	0.0017	0.0000	69	0.5390	0.0027	0.0000
91	0.1819	0.0016	0.0000	71	0.5399	0.0032	0.0000
97	0.1828	0.0024	0.0000	72	0.5389	0.0023	0.0000
42	0.1829	0.0027	0.0000	68	0.5389	0.0022	0.0000
41	0.1829	0.0021	0.0000	81	0.5388	0.0029	0.0000
14	0.2771	0.0017	0.0000	85	0.5391	0.0037	0.0000
6	0.2775	0.0021	0.0000	123	0.5394	0.0021	0.0000
11	0.2775	0.0015	0.0000	84	0.5391	0.0029	0.0000
124	0.2779	0.0014	0.0000	108	0.5392	0.0022	0.0000
104	0.2782	0.0020	0.0000	70	0.5389	0.0022	0.0000
110	0.2776	0.0021	0.0000	73	0.5387	0.0023	0.0000
135	0.2776	0.0017	0.0000	74	0.5389	0.0025	0.0000
19	0.3625	0.0007	0.0000	1	0.5387	0.0026	0.0000
28	0.3627	0.0013	0.0000	2	0.5389	0.0028	0.0000
29	0.3627	0.0012	0.0000	76	0.5389	0.0028	0.0000
27	0.3626	0.0025	0.0000	77	0.5387	0.0022	0.0000
112	0.3623	0.0007	0.0000	79	0.5391	0.0022	0.0000

18	0.3624	0.0018	0.0000	126	0.5389	0.0021	0.0000
24	0.3629	0.0017	0.0000	127	0.5395	0.0028	0.0000
23	0.3623	0.0018	0.0000	78	0.5391	0.0026	0.0000
20	0.3624	0.0018	0.0000	80	0.5390	0.0024	0.0000
21	0.3627	0.0013	0.0000	116	0.5388	0.0023	0.0000
125	0.3628	0.0016	0.0000	130	0.5397	0.0024	0.0000
31	0.3062	0.0004	0.0000	45	0.5994	0.0025	0.0000
33	0.3062	0.0003	0.0000	50	0.5994	0.0020	0.0000
39	0.5392	0.0025	0.0000	52	0.5990	0.0019	0.0000
113	0.5392	0.0018	0.0000	54	0.5993	0.0026	0.0000
58	0.5399	0.0023	0.0000	114	0.5992	0.0018	0.0000
118	0.5391	0.0027	0.0000	56	0.5988	0.0023	0.0000
63	0.5385	0.0031	0.0000	57	0.5992	0.0016	0.0000
131	0.5387	0.0014	0.0000				

Figura B-3 – Resultados Simul. 1 – Estudo de caso 2 – ENS_i

NÓ	ENS _i			NÓ	ENS _i		
	Média	Desvio padrão	Variância		Média	Desvio padrão	Variância
102	0.0009	0.0000	0.0000	62	0.0046	0.0000	0.0000
115	0.0007	0.0000	0.0000	65	0.0042	0.0000	0.0000
3	0.0006	0.0000	0.0000	111	0.0028	0.0000	0.0000
4	0.0008	0.0000	0.0000	61	0.0012	0.0000	0.0000
134	0.0013	0.0000	0.0000	64	0.0018	0.0000	0.0000
88	0.0007	0.0000	0.0000	128	0.0014	0.0000	0.0000
94	0.0004	0.0000	0.0000	69	0.0027	0.0000	0.0000
91	0.0004	0.0000	0.0000	71	0.0016	0.0000	0.0000
97	0.0006	0.0000	0.0000	72	0.0038	0.0000	0.0000
42	0.0006	0.0000	0.0000	68	0.0018	0.0000	0.0000
41	0.0004	0.0000	0.0000	81	0.0010	0.0000	0.0000
14	0.0011	0.0000	0.0000	85	0.0019	0.0000	0.0000
6	0.0007	0.0000	0.0000	123	0.0030	0.0000	0.0000
11	0.0009	0.0000	0.0000	84	0.0023	0.0000	0.0000
124	0.0008	0.0000	0.0000	108	0.0031	0.0000	0.0000
104	0.0006	0.0000	0.0000	70	0.0028	0.0000	0.0000
110	0.0009	0.0000	0.0000	73	0.0000	0.0000	0.0000
135	0.0011	0.0000	0.0000	74	0.0000	0.0000	0.0000

19	0.0000	0.0000	0.0000	1	0.0048	0.0000	0.0000
28	0.0012	0.0000	0.0000	2	0.0000	0.0000	0.0000
29	0.0019	0.0000	0.0000	76	0.0028	0.0000	0.0000
27	0.0033	0.0000	0.0000	77	0.0015	0.0000	0.0000
112	0.0010	0.0000	0.0000	79	0.0000	0.0000	0.0000
18	0.0012	0.0000	0.0000	126	0.0000	0.0000	0.0000
24	0.0000	0.0000	0.0000	127	0.0447	0.0003	0.0000
23	0.0000	0.0000	0.0000	78	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0010	0.0000	0.0000	80	0.0037	0.0000	0.0000
21	0.0000	0.0000	0.0000	116	0.0014	0.0000	0.0000
125	0.0000	0.0000	0.0000	130	0.0018	0.0000	0.0000
31	0.0000	0.0000	0.0000	45	0.0022	0.0000	0.0000
33	0.0000	0.0000	0.0000	50	0.0000	0.0000	0.0000
39	0.0035	0.0000	0.0000	52	0.0032	0.0000	0.0000
113	0.0018	0.0000	0.0000	54	0.0000	0.0000	0.0000
58	0.0013	0.0000	0.0000	114	0.0013	0.0000	0.0000
118	0.0028	0.0000	0.0000	56	0.0015	0.0000	0.0000
63	0.0016	0.0000	0.0000	57	0.0017	0.0000	0.0000
131	0.0025	0.0000	0.0000				

Figura B-4 – Resultados Simul. 1 – Estudo de caso 2 – DMIC

NÓ	DMIC			NÓ	DMIC		
	Média	Desvio padrão	Variância		Média	Desvio padrão	Variância
102	57.077	10.710	114.714	62	75.810	13.289	176.610
115	61.328	11.905	141.726	65	51.991	5.600	31.361
3	50.277	6.719	45.139	111	59.370	14.857	220.721
4	66.519	30.458	927.707	61	57.301	1.619	2.620
134	50.441	9.365	87.695	64	46.357	5.223	27.282
88	49.193	3.198	10.228	128	61.122	15.195	230.884
94	60.123	2.286	5.224	69	44.662	2.681	7.186
91	56.735	16.026	256.834	71	48.287	2.302	5.301
97	52.746	2.912	8.478	72	52.556	6.293	39.598
42	51.898	4.652	21.641	68	52.372	6.960	48.436
41	66.568	6.615	43.754	81	46.461	6.814	46.428
14	53.267	4.186	17.520	85	64.340	23.792	566.076
6	49.110	6.696	44.831	123	74.195	13.367	178.672

11	52.266	7.446	55.447	84	66.253	21.457	460.414
124	62.757	4.410	19.452	108	49.869	13.241	175.331
104	63.728	18.973	359.971	70	55.825	5.623	31.618
110	57.138	6.557	42.997	73	48.968	11.856	140.554
135	71.866	18.269	333.766	74	58.291	15.876	252.037
19	52.920	10.363	107.385	1	53.670	13.514	182.626
28	66.305	21.921	480.551	2	50.847	7.716	59.531
29	53.950	3.558	12.657	76	74.587	23.450	549.896
27	48.301	9.304	86.560	77	59.021	16.628	276.478
112	57.017	8.289	68.705	79	49.154	4.801	23.052
18	60.447	4.940	24.403	126	63.937	25.113	630.666
24	61.203	7.904	62.467	127	49.619	9.248	85.519
23	66.697	20.814	433.206	78	46.124	2.795	7.810
20	57.277	10.815	116.970	80	52.015	4.424	19.569
21	51.808	8.536	72.871	116	49.434	12.004	144.093
125	47.156	9.749	95.035	130	50.634	13.865	192.239
31	53.724	6.036	36.437	45	52.421	12.451	155.016
33	56.464	13.059	170.528	50	49.916	13.215	174.635
39	45.382	4.963	24.635	52	50.749	2.748	7.552
113	56.428	7.264	52.762	54	54.266	7.909	62.551
58	48.535	2.244	5.036	114	52.053	1.338	1.791
118	59.777	4.438	19.697	56	69.919	8.727	76.155
63	61.691	22.359	499.942	57	57.472	9.948	98.953
131	56.537	11.689	136.626				

Figura B-5 – Resultados Simul. 2 – Estudo de caso 2 – DIC

NÓ	DIC			NÓ	DIC		
	Média	Desvio padrão	Variância		Média	Desvio padrão	Variância
102	1.0119	0.0276	0.0008	62	2.1716	0.0176	0.0003
115	1.0043	0.0191	0.0004	65	2.1636	0.0205	0.0004
3	1.0069	0.0161	0.0003	111	2.1748	0.0203	0.0004
4	1.0113	0.0161	0.0003	61	2.1698	0.0124	0.0002
134	1.0140	0.0195	0.0004	64	2.1770	0.0181	0.0003
88	1.0154	0.0182	0.0003	128	2.1680	0.0121	0.0001
94	1.0123	0.0110	0.0001	69	2.1664	0.0196	0.0004
91	1.0154	0.0156	0.0002	71	2.1700	0.0268	0.0007
97	1.0132	0.0208	0.0004	72	2.1734	0.0159	0.0003

42	1.0135	0.0177	0.0003	68	2.1730	0.0126	0.0002
41	1.0031	0.0178	0.0003	81	2.1696	0.0124	0.0002
14	1.4863	0.0075	0.0001	85	2.1721	0.0191	0.0004
6	1.4869	0.0072	0.0001	123	2.1744	0.0210	0.0004
11	1.4779	0.0160	0.0003	84	2.1731	0.0178	0.0003
124	1.4912	0.0159	0.0003	108	2.1643	0.0137	0.0002
104	1.4870	0.0145	0.0002	70	2.1719	0.0181	0.0003
110	1.4866	0.0128	0.0002	73	2.1680	0.0198	0.0004
135	1.4882	0.0238	0.0006	74	2.1730	0.0102	0.0001
19	1.9074	0.0140	0.0002	1	2.1728	0.0231	0.0005
28	1.9167	0.0192	0.0004	2	2.1675	0.0138	0.0002
29	1.9068	0.0114	0.0001	76	2.1748	0.0148	0.0002
27	1.9111	0.0192	0.0004	77	2.1737	0.0152	0.0002
112	1.9114	0.0172	0.0003	79	2.1704	0.0180	0.0003
18	1.9116	0.0164	0.0003	126	2.1680	0.0169	0.0003
24	1.9073	0.0229	0.0005	127	2.1706	0.0123	0.0002
23	1.9088	0.0070	0.0000	78	2.1748	0.0203	0.0004
20	1.9100	0.0187	0.0004	80	2.1751	0.0143	0.0002
21	1.9132	0.0100	0.0001	116	2.1712	0.0103	0.0001
125	1.9103	0.0175	0.0003	130	2.1641	0.0193	0.0004
31	1.1565	0.0280	0.0008	45	2.4811	0.0136	0.0002
33	1.1557	0.0203	0.0004	50	2.4827	0.0112	0.0001
39	2.1739	0.0121	0.0001	52	2.4813	0.0166	0.0003
113	2.1752	0.0139	0.0002	54	2.4764	0.0128	0.0002
58	2.1692	0.0119	0.0001	114	2.4757	0.0068	0.0000
118	2.1655	0.0182	0.0003	56	2.4722	0.0216	0.0005
63	2.1740	0.0170	0.0003	57	2.4734	0.0082	0.0001
131	2.1702	0.0140	0.0002				

Figura B-6 – Resultados Simul. 2 – Estudo de caso 2 – FIC

NÓ	FIC			NÓ	FIC		
	Média	Desvio padrão	Variância		Média	Desvio padrão	Variância
102	0.1827	0.0045	0.0000	62	0.4147	0.0032	0.0000
115	0.1819	0.0036	0.0000	65	0.4139	0.0036	0.0000
3	0.1822	0.0032	0.0000	111	0.4150	0.0036	0.0000
4	0.1826	0.0033	0.0000	61	0.4145	0.0028	0.0000
134	0.1829	0.0036	0.0000	64	0.4153	0.0034	0.0000

88	0.1830	0.0035	0.0000	128	0.4144	0.0027	0.0000
94	0.1827	0.0026	0.0000	69	0.4142	0.0035	0.0000
91	0.1830	0.0032	0.0000	71	0.4146	0.0042	0.0000
97	0.1828	0.0038	0.0000	72	0.4149	0.0031	0.0000
42	0.1828	0.0034	0.0000	68	0.4149	0.0028	0.0000
41	0.1818	0.0035	0.0000	81	0.4145	0.0028	0.0000
14	0.2777	0.0022	0.0000	85	0.4148	0.0035	0.0000
6	0.2778	0.0021	0.0000	123	0.4150	0.0037	0.0000
11	0.2769	0.0031	0.0000	84	0.4149	0.0033	0.0000
124	0.2782	0.0031	0.0000	108	0.4140	0.0029	0.0000
104	0.2778	0.0029	0.0000	70	0.4147	0.0032	0.0000
110	0.2777	0.0028	0.0000	73	0.4144	0.0035	0.0000
135	0.2779	0.0039	0.0000	74	0.4149	0.0025	0.0000
19	0.3622	0.0028	0.0000	1	0.4148	0.0038	0.0000
28	0.3632	0.0034	0.0000	2	0.4143	0.0029	0.0000
29	0.3622	0.0026	0.0000	76	0.4150	0.0030	0.0000
27	0.3626	0.0034	0.0000	77	0.4149	0.0031	0.0000
112	0.3626	0.0032	0.0000	79	0.4146	0.0033	0.0000
18	0.3626	0.0031	0.0000	126	0.4144	0.0032	0.0000
24	0.3622	0.0038	0.0000	127	0.4146	0.0028	0.0000
23	0.3624	0.0021	0.0000	78	0.4150	0.0035	0.0000
20	0.3625	0.0032	0.0000	80	0.4151	0.0030	0.0000
21	0.3628	0.0025	0.0000	116	0.4147	0.0026	0.0000
125	0.3625	0.0032	0.0000	130	0.4140	0.0034	0.0000
31	0.2119	0.0043	0.0000	45	0.4763	0.0027	0.0000
33	0.2119	0.0036	0.0000	50	0.4764	0.0024	0.0000
39	0.4149	0.0027	0.0000	52	0.4763	0.0030	0.0000
113	0.4151	0.0029	0.0000	54	0.4758	0.0026	0.0000
58	0.4145	0.0027	0.0000	114	0.4757	0.0019	0.0000
118	0.4141	0.0034	0.0000	56	0.4754	0.0035	0.0000
63	0.4150	0.0032	0.0000	57	0.4755	0.0022	0.0000
131	0.4146	0.0029	0.0000				

Figura B-7 – Resultados Simul. 2 – Estudo de caso 2 – ENS_i

NÓ	ENS _i			NÓ	ENS _i		
	Média	Desvio padrão	Variância		Média	Desvio padrão	Variância
102	0.0009	0.0000	0.0000	62	0.0036	0.0000	0.0000

115	0.0007	0.0000	0.0000	65	0.0032	0.0000	0.0000
3	0.0006	0.0000	0.0000	111	0.0022	0.0000	0.0000
4	0.0008	0.0000	0.0000	61	0.0009	0.0000	0.0000
134	0.0014	0.0000	0.0000	64	0.0014	0.0000	0.0000
88	0.0007	0.0000	0.0000	128	0.0011	0.0000	0.0000
94	0.0004	0.0000	0.0000	69	0.0021	0.0000	0.0000
91	0.0004	0.0000	0.0000	71	0.0013	0.0000	0.0000
97	0.0006	0.0000	0.0000	72	0.0030	0.0000	0.0000
42	0.0006	0.0000	0.0000	68	0.0014	0.0000	0.0000
41	0.0004	0.0000	0.0000	81	0.0008	0.0000	0.0000
14	0.0011	0.0000	0.0000	85	0.0015	0.0000	0.0000
6	0.0007	0.0000	0.0000	123	0.0023	0.0000	0.0000
11	0.0009	0.0000	0.0000	84	0.0018	0.0000	0.0000
124	0.0008	0.0000	0.0000	108	0.0024	0.0000	0.0000
104	0.0006	0.0000	0.0000	70	0.0022	0.0000	0.0000
110	0.0009	0.0000	0.0000	73	0.0000	0.0000	0.0000
135	0.0011	0.0000	0.0000	74	0.0000	0.0000	0.0000
19	0.0000	0.0000	0.0000	1	0.0037	0.0000	0.0000
28	0.0012	0.0000	0.0000	2	0.0000	0.0000	0.0000
29	0.0019	0.0000	0.0000	76	0.0022	0.0000	0.0000
27	0.0033	0.0000	0.0000	77	0.0012	0.0000	0.0000
112	0.0010	0.0000	0.0000	79	0.0000	0.0000	0.0000
18	0.0012	0.0000	0.0000	126	0.0000	0.0000	0.0000
24	0.0000	0.0000	0.0000	127	0.0347	0.0002	0.0000
23	0.0000	0.0000	0.0000	78	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0010	0.0000	0.0000	80	0.0029	0.0000	0.0000
21	0.0000	0.0000	0.0000	116	0.0011	0.0000	0.0000
125	0.0000	0.0000	0.0000	130	0.0014	0.0000	0.0000
31	0.0000	0.0000	0.0000	45	0.0018	0.0000	0.0000
33	0.0000	0.0000	0.0000	50	0.0000	0.0000	0.0000
39	0.0027	0.0000	0.0000	52	0.0026	0.0000	0.0000
113	0.0014	0.0000	0.0000	54	0.0000	0.0000	0.0000
58	0.0010	0.0000	0.0000	114	0.0011	0.0000	0.0000
118	0.0022	0.0000	0.0000	56	0.0012	0.0000	0.0000
63	0.0012	0.0000	0.0000	57	0.0014	0.0000	0.0000
131	0.0019	0.0000	0.0000				

Figura B-8 – Resultados Simul. 2 – Estudo de caso 2 – DMIC

NÓ	DMIC			NÓ	DMIC		
	Média	Desvio padrão	Variância		Média	Desvio padrão	Variância
102	57.077	10.710	114.714	62	75.810	13.289	176.610
115	61.328	11.905	141.726	65	51.991	5.600	31.361
3	50.277	6.719	45.139	111	59.370	14.857	220.721
4	66.519	30.458	927.707	61	57.301	1.619	2.620
134	50.441	9.365	87.695	64	46.357	5.223	27.282
88	49.193	3.198	10.228	128	61.122	15.195	230.884
94	60.123	2.286	5.224	69	44.662	2.681	7.186
91	56.735	16.026	256.834	71	48.287	2.302	5.301
97	52.746	2.912	8.478	72	52.556	6.293	39.598
42	51.898	4.652	21.641	68	52.372	6.960	48.436
41	66.568	6.615	43.754	81	46.461	6.814	46.428
14	53.267	4.186	17.520	85	64.340	23.792	566.076
6	49.110	6.696	44.831	123	74.195	13.367	178.672
11	52.266	7.446	55.447	84	66.253	21.457	460.414
124	62.757	4.410	19.452	108	49.869	13.241	175.331
104	63.728	18.973	359.971	70	55.825	5.623	31.618
110	57.138	6.557	42.997	73	48.968	11.856	140.554
135	71.866	18.269	333.766	74	58.291	15.876	252.037
19	52.920	10.363	107.385	1	53.670	13.514	182.626
28	66.305	21.921	480.551	2	50.847	7.716	59.531
29	53.950	3.558	12.657	76	74.587	23.450	549.896
27	48.301	9.304	86.560	77	59.021	16.628	276.478
112	57.017	8.289	68.705	79	49.154	4.801	23.052
18	60.447	4.940	24.403	126	63.937	25.113	630.666
24	61.203	7.904	62.467	127	49.619	9.248	85.519
23	66.697	20.814	433.206	78	46.124	2.795	7.810
20	57.277	10.815	116.970	80	52.015	4.424	19.569
21	51.808	8.536	72.871	116	49.434	12.004	144.093
125	47.156	9.749	95.035	130	50.634	13.865	192.239
31	53.724	6.036	36.437	45	52.421	12.451	155.016
33	56.464	13.059	170.528	50	49.916	13.215	174.635
39	45.382	4.963	24.635	52	50.749	2.748	7.552
113	56.428	7.264	52.762	54	54.266	7.909	62.551
58	48.535	2.244	5.036	114	52.053	1.338	1.791

118	59.777	4.438	19.697	56	69.919	8.727	76.155
63	61.691	22.359	499.942	57	57.472	9.948	98.953
131	56.537	11.689	136.626				

Figura B-9 – Resultados Simul. 3 – Estudo de caso 2 – DIC

NÓ	DIC			NÓ	DIC		
	Média	Desvio padrão	Variância		Média	Desvio padrão	Variância
102	0.023	0.006	0.000	62	0.259	0.018	0.000
115	0.009	0.005	0.000	65	0.262	0.010	0.000
3	0.606	0.010	0.000	111	1.231	0.026	0.001
4	0.364	0.015	0.000	61	1.066	0.008	0.000
134	0.693	0.032	0.001	64	1.096	0.067	0.004
88	0.106	0.010	0.000	128	1.252	0.031	0.001
94	0.922	0.017	0.000	69	1.056	0.011	0.000
91	0.238	0.015	0.000	71	1.076	0.018	0.000
97	0.787	0.014	0.000	72	1.820	0.013	0.000
42	0.750	0.020	0.000	68	1.209	0.015	0.000
41	0.757	0.017	0.000	81	1.252	0.034	0.001
14	0.754	0.017	0.000	85	1.049	0.009	0.000
6	0.782	0.020	0.000	123	1.095	0.011	0.000
11	0.757	0.005	0.000	84	1.064	0.036	0.001
124	0.757	0.013	0.000	108	1.071	0.016	0.000
104	0.764	0.012	0.000	70	1.080	0.011	0.000
110	0.759	0.012	0.000	73	1.197	0.029	0.001
135	0.752	0.025	0.001	74	1.065	0.042	0.002
19	0.769	0.009	0.000	1	1.085	0.011	0.000
28	0.505	0.032	0.001	2	1.068	0.018	0.000
29	0.517	0.033	0.001	76	1.086	0.031	0.001
27	0.521	0.012	0.000	77	1.098	0.036	0.001
112	0.518	0.016	0.000	79	1.222	0.021	0.000
18	0.525	0.023	0.001	126	1.071	0.029	0.001
24	0.515	0.013	0.000	127	1.062	0.019	0.000
23	0.532	0.022	0.000	78	1.070	0.004	0.000
20	0.848	0.033	0.001	80	1.238	0.013	0.000
21	0.854	0.030	0.001	116	1.069	0.030	0.001
125	0.842	0.017	0.000	130	1.104	0.010	0.000
31	0.833	0.017	0.000	45	1.071	0.024	0.001

33	0.865	0.011	0.000	50	1.068	0.039	0.002
39	0.830	0.026	0.001	52	1.089	0.012	0.000
113	0.860	0.053	0.003	54	1.056	0.022	0.000
58	0.842	0.027	0.001	114	1.073	0.029	0.001
118	0.850	0.020	0.000	56	1.818	0.025	0.001
63	0.843	0.055	0.003	57	1.049	0.029	0.001
131	0.859	0.018	0.000				

Figura B-10 – Resultados Simul. 3 – Estudo de caso 2 – FIC

NÓ	FIC			NÓ	FIC		
	Média	Desvio padrão	Variância		Média	Desvio padrão	Variância
102	0.005	0.001	0.0000	62	0.038	0.001	0.0000
115	0.002	0.000	0.0000	65	0.038	0.001	0.0000
3	0.119	0.001	0.0000	111	0.231	0.003	0.0000
4	0.073	0.002	0.0000	61	0.195	0.005	0.0000
134	0.137	0.006	0.0000	64	0.196	0.005	0.0000
88	0.022	0.001	0.0000	128	0.232	0.006	0.0000
94	0.180	0.004	0.0000	69	0.195	0.005	0.0000
91	0.047	0.003	0.0000	71	0.196	0.004	0.0000
97	0.143	0.001	0.0000	72	0.347	0.004	0.0000
42	0.134	0.001	0.0000	68	0.224	0.006	0.0000
41	0.135	0.001	0.0000	81	0.232	0.004	0.0000
14	0.134	0.001	0.0000	85	0.194	0.004	0.0000
6	0.141	0.002	0.0000	123	0.203	0.003	0.0000
11	0.134	0.001	0.0000	84	0.195	0.004	0.0000
124	0.135	0.001	0.0000	108	0.195	0.004	0.0000
104	0.134	0.001	0.0000	70	0.196	0.005	0.0000
110	0.133	0.001	0.0000	73	0.223	0.005	0.0000
135	0.134	0.003	0.0000	74	0.195	0.004	0.0000
19	0.135	0.002	0.0000	1	0.196	0.004	0.0000
28	0.087	0.001	0.0000	2	0.195	0.006	0.0000
29	0.087	0.001	0.0000	76	0.199	0.004	0.0000
27	0.087	0.002	0.0000	77	0.203	0.003	0.0000
112	0.087	0.002	0.0000	79	0.225	0.004	0.0000
18	0.088	0.002	0.0000	126	0.195	0.004	0.0000
24	0.087	0.002	0.0000	127	0.195	0.004	0.0000
23	0.092	0.003	0.0000	78	0.196	0.006	0.0000

20	0.153	0.005	0.0000	80	0.231	0.004	0.0000
21	0.153	0.006	0.0000	116	0.195	0.004	0.0000
125	0.152	0.004	0.0000	130	0.202	0.004	0.0000
31	0.151	0.005	0.0000	45	0.196	0.005	0.0000
33	0.152	0.005	0.0000	50	0.196	0.001	0.0000
39	0.152	0.006	0.0000	52	0.197	0.004	0.0000
113	0.153	0.007	0.0000	54	0.194	0.003	0.0000
58	0.152	0.005	0.0000	114	0.196	0.005	0.0000
118	0.152	0.005	0.0000	56	0.346	0.005	0.0000
63	0.152	0.006	0.0000	57	0.194	0.005	0.0000
131	0.153	0.004	0.0000				

Figura B-11 – Resultados Simul. 3 – Estudo de caso 2 – ENSi

NÓ	ENSi			NÓ	ENSi		
	Média	Desvio padrão	Variância		Média	Desvio padrão	Variância
102	0.0000	0.0000	0.0000	62	0.0000	0.0000	0.0000
115	0.0000	0.0000	0.0000	65	0.0000	0.0000	0.0000
3	0.0000	0.0000	0.0000	111	0.0000	0.0000	0.0000
4	0.0000	0.0000	0.0000	61	0.0000	0.0000	0.0000
134	0.0000	0.0000	0.0000	64	0.0000	0.0000	0.0000
88	0.0000	0.0000	0.0000	128	0.0000	0.0000	0.0000
94	0.0000	0.0000	0.0000	69	0.0000	0.0000	0.0000
91	0.0000	0.0000	0.0000	71	0.0000	0.0000	0.0000
97	0.0000	0.0000	0.0000	72	0.0000	0.0000	0.0000
42	0.0000	0.0000	0.0000	68	0.0000	0.0000	0.0000
41	0.0000	0.0000	0.0000	81	0.0000	0.0000	0.0000
14	0.0000	0.0000	0.0000	85	0.0000	0.0000	0.0000
6	0.0000	0.0000	0.0000	123	0.0000	0.0000	0.0000
11	0.0000	0.0000	0.0000	84	0.0000	0.0000	0.0000
124	0.0000	0.0000	0.0000	108	0.0000	0.0000	0.0000
104	0.0000	0.0000	0.0000	70	0.0000	0.0000	0.0000
110	0.0000	0.0000	0.0000	73	0.0000	0.0000	0.0000
135	0.0000	0.0000	0.0000	74	0.0000	0.0000	0.0000
19	0.0000	0.0000	0.0000	1	0.0000	0.0000	0.0000
28	0.0000	0.0000	0.0000	2	0.0000	0.0000	0.0000
29	0.0000	0.0000	0.0000	76	0.0000	0.0000	0.0000
27	0.0000	0.0000	0.0000	77	0.0000	0.0000	0.0000

112	0.0000	0.0000	0.0000	79	0.0000	0.0000	0.0000
18	0.0000	0.0000	0.0000	126	0.0000	0.0000	0.0000
24	0.0000	0.0000	0.0000	127	0.0000	0.0000	0.0000
23	0.0000	0.0000	0.0000	78	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0000	0.0000	0.0000	80	0.0000	0.0000	0.0000
21	0.0000	0.0000	0.0000	116	0.0000	0.0000	0.0000
125	0.0000	0.0000	0.0000	130	0.0000	0.0000	0.0000
31	0.0000	0.0000	0.0000	45	0.0000	0.0000	0.0000
33	0.0000	0.0000	0.0000	50	0.0000	0.0000	0.0000
39	0.0000	0.0000	0.0000	52	0.0000	0.0000	0.0000
113	0.0000	0.0000	0.0000	54	0.0000	0.0000	0.0000
58	0.0000	0.0000	0.0000	114	0.0000	0.0000	0.0000
118	0.0000	0.0000	0.0000	56	0.0000	0.0000	0.0000
63	0.0000	0.0000	0.0000	57	0.0000	0.0000	0.0000
131	0.0000	0.0000	0.0000				

Figura B-12 – Resultados Simul. 3 – Estudo de caso 2 – DMIC

NÓ	DMIC			NÓ	DMIC		
	Média	Desvio padrão	Variância		Média	Desvio padrão	Variância
102	54.781	9.633	92.789	62	53.811	16.245	263.912
115	56.034	5.645	31.861	65	58.020	15.736	247.607
3	47.284	3.031	9.187	111	49.957	15.317	234.622
4	64.742	19.610	384.553	61	50.380	11.712	137.161
134	67.201	19.573	383.103	64	68.829	13.432	180.420
88	68.806	21.935	481.163	128	57.382	8.762	76.779
94	48.661	4.359	19.003	69	47.529	11.101	123.238
91	62.015	22.226	494.014	71	61.426	11.834	140.035
97	58.461	11.973	143.345	72	53.694	9.429	88.904
42	64.798	7.861	61.800	68	62.192	33.796	1142.148
41	61.515	7.393	54.655	81	54.709	4.799	23.033
14	47.524	1.487	2.210	85	57.964	13.844	191.670
6	62.592	14.977	224.300	123	45.524	2.398	5.749
11	59.861	12.906	166.552	84	50.271	6.780	45.965
124	54.136	5.328	28.392	108	53.015	5.989	35.868
104	43.257	4.765	22.701	70	48.227	9.926	98.533
110	57.016	12.105	146.531	73	46.313	4.414	19.482
135	50.718	5.441	29.606	74	53.820	4.232	17.910

19	44.484	0.443	0.196	1	58.645	9.098	82.774
28	62.693	5.492	30.162	2	53.062	17.289	298.909
29	49.853	9.748	95.023	76	77.962	21.380	457.113
27	50.357	15.462	239.065	77	59.977	24.729	611.531
112	57.134	1.993	3.973	79	50.023	4.824	23.275
18	56.895	16.316	266.216	126	55.040	7.192	51.719
24	60.866	26.067	679.468	127	47.415	11.609	134.770
23	49.761	9.986	99.723	78	48.899	6.206	38.516
20	47.448	3.542	12.546	80	56.890	9.587	91.903
21	65.448	19.705	388.287	116	49.567	13.664	186.702
125	57.824	6.245	38.998	130	60.651	22.480	505.342
31	47.022	6.757	45.663	45	63.587	4.548	20.680
33	63.107	18.129	328.644	50	59.058	13.098	171.550
39	48.875	8.030	64.475	52	52.813	17.560	308.371
113	60.158	16.792	281.960	54	55.568	8.022	64.354
58	56.228	12.936	167.328	114	52.990	8.230	67.726
118	56.528	9.876	97.531	56	53.689	2.411	5.815
63	42.158	4.689	21.987	57	47.994	8.919	79.548
131	56.203	3.282	10.774				
