ALEXANDRE NOGUEIRA MACHADO

**METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE
PLANTAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA**

São Paulo

2013

ALEXANDRE NOGUEIRA MACHADO

**METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE
PLANTAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA**

Tese apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção do
título de Doutor em Engenharia.

Área de Concentração:
Sistemas de Potência

Orientador:
Prof. Dr. Livre Docente Sérgio Luiz Pereira

São Paulo
2013

FICHA CATALOGRÁFICA

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 20 de dezembro de 2013.

Assinatura do autor _____

Assinatura do orientador _____

Article I. FICHA CATALOGRÁFICA

(i) Machado, Alexandre Nogueira

Metodologia de avaliação da confiabilidade de plantas de geração de energia / A.N. Machado. -- versão corr. -- São Paulo, 2013.

144 p.

Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Geração de energia elétrica I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

Dedico este trabalho a minha amada esposa Ana Maria, mãe dedicada, companheira, grande incentivadora, mas também crítica, amorosa, minha alma gêmea. Aos meus filhos Davi e Daniel, fontes de alegria, carinho, respeito e amor. A minha mãe, Maria Aparecida, pela dedicação na formação dos filhos, exemplo de garra, caráter, liderança e honestidade. Sua falta será sempre sentida. E a Deus, minha fonte de motivação e tranquilidade.

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador Prof. Dr. Sergio Luiz Pereira, pela paciência e incentivo.

À Voith Hydro, Renova Energia e ao Departamento de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, pelo fornecimento dos insumos e informações técnicas que tornaram possível este trabalho.

SUMÁRIO

Lista de tabelas

Lista de figuras

Lista de abreviaturas

Resumo

Abstract

Pág.

1	INTRODUÇÃO.....	19
1.1	MUDANÇAS ESTRUTURAIS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	19
1.2	NECESSIDADE DA PREDETERMINAÇÃO E DA AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE UMA USINA HIDRELÉTRICA DURANTE AS FASES DE PROJETO E OPERAÇÃO	21
2	TÓPICOS DE ANÁLISE DE DISPONIBILIDADE E DESEMPENHO DE USINAS HIDRELÉTRICAS	25
2.1	CONCEITUAÇÃO GERAL DE SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	25
2.2	CARACTERÍSTICAS SISTÊMICAS DE USINAS HIDRELÉTRICAS	29
2.2.1	CLASSIFICAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS.....	30
2.2.2	CONSIDERAÇÕES SOBRE O PROJETO DE USINAS HIDRELÉTRICAS E UNIDADES GERADORAS	35
2.3	DESEMPENHO DE UMA USINA HIDRELÉTRICA	41
2.3.1	ENERGIA GERADA POR UMA UHE E ASPECTOS ENERGÉTICOS.....	42
2.3.2	FATORES DETERMINANTES DA POTÊNCIA E DA DISPONIBILIDADE ENERGÉTICA DE UMA UHE.....	44
2.3.3	ASPECTOS REGULATÓRIOS DO DESEMPENHO DE UMA UHE NO BRASIL	46
2.3.3.1	MECANISMO DE REDUÇÃO DE ENERGIA ASSEGURADA - MRA.....	47
2.3.3.2	CONCEITUAÇÕES DE TEIF E TEIP.....	48
2.3.3.3	ÍNDICES DE DISPONIBILIDADE REGULATÓRIOS.....	49
2.3.3.4	VALORES DE REFERÊNCIA	49
2.3.3.5	AGREGAÇÃO POR USINA.....	50
2.3.3.6	IMPACTOS FINANCEIROS DA REDUÇÃO DE ENERGIA ASSEGURADA.....	50
3	CONCEITOS ESTATÍSTICOS E PROBABILÍSTICOS ASSOCIADOS À MODELAGEM DE UNIDADES GERADORAS.....	52

3.1	PROPÓSITO DA ESTIMAÇÃO DE ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DE UNIDADES GERADORAS DE UHE'S	52
3.2	CONCEITOS ESTATÍSTICOS ASSOCIADOS À ESTIMAÇÃO DE ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DE UNIDADES GERADORAS DE UHE'S	54
3.2.1	ANÁLISE EXPLORATÓRIA E DESCRITIVA DE DADOS	56
3.2.1.1	OUTLIERS	56
3.2.1.2	GRÁFICOS DE CAIXA (BOX PLOTS).....	58
3.2.2	INFERÊNCIA ESTATÍSTICA E ESTIMAÇÃO	60
3.2.3	TESTE DE HIPÓTESES	62
3.2.3.1	TESTE DE KOLMOGOROV-SMIRNOV	63
3.2.3.2	TESTE DE SHAPIRO-WILK	64
3.2.3.3	TESTE DE LEVENE.....	65
3.2.3.4	ANOVA (ANALYSIS OF VARIANCE)	66
3.2.4	ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA	68
3.2.5	MODELAGEM DA DISPONIBILIDADE DE UM COMPONENTE UTILIZANDO O PROCESSO DE MARKOV	71
3.2.6	TÉCNICAS DE FREQUÊNCIA E DURAÇÃO	75
3.2.6.1	GENERALIZAÇÃO PARA A FREQUENCIA DE UM ESTADO.....	78
3.2.6.2	FREQUÊNCIA E DURAÇÃO DE UM CONJUNTO DE ESTADOS	79
3.2.6.3	MODELOS FREQUÊNCIA E DURAÇÃO APLICADA A SISTEMAS DE GERAÇÃO	80
4	METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE PLANTAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA	84
4.1	FORMAÇÃO DO BANCO DE DADOS DE CONFIABILIDADE DE UNIDADES GERADORAS DE UHE'S	86
4.2	MODELAGEM DE UNIDADES GERADORAS COM VISTAS À ESTIMAÇÃO DE PARÂMETROS DE CONFIABILIDADE DE NOVAS UHE'S	90
4.2.1	AMOSTRA DE UHE'S COM TURBINAS PELTON - P	94
4.2.2	AMOSTRA DE UHE'S COM TURBINAS FRANCIS COM TAMANHO DE 10 A 29 MW - F_A	97
4.2.3	RESUMO DOS RESULTADOS DA ANÁLISE EXPLORATÓRIA DO BANCO DE DADOS DO APÊNDICE A.....	102
4.3	SIMULAÇÃO DOS PARÂMETROS DE CONFIABILIDADE DE UMA UHE EM FASE DE PROJETO	104
4.4	ANÁLISE DOS RESULTADOS E VALIDAÇÃO.....	109
4.5	RECONFIGURAÇÃO DA UHE.....	111
5	ESTUDO DE CASO E VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA	113
5.1	ESTUDO DE CASO.....	113
5.1.1	CARACTERIZAÇÃO DA UHE UTILIZADA NO ESTUDO DE CASO.....	113
5.1.2	SIMULAÇÃO DOS PARÂMETROS DE CONFIABILIDADE DAS POSSÍVEIS	

	ALTERNATIVAS DE ARRANJO DA UHE EM PROJETO.....	115
5.1.2.1	SIMULAÇÃO DOS PARÂMETROS DE CONFIABILIDADE DA ALTERNATIVA COM 3 UNIDADES GERADORAS COM TURBINA BULBO DE 73 MW	115
5.1.2.2	SIMULAÇÃO DOS PARÂMETROS DE CONFIABILIDADE DA ALTERNATIVA COM 4 UNIDADES GERADORAS COM TURBINA BULBO DE 55 MW	119
5.1.2.3	SIMULAÇÃO DOS PARÂMETROS DE CONFIABILIDADE DA ALTERNATIVA COM 3 UNIDADES GERADORAS COM TURBINA KAPLAN DE 73 MW	122
5.1.2.4	SIMULAÇÃO DOS PARÂMETROS DE CONFIABILIDADE DA ALTERNATIVA COM 4 UNIDADES GERADORAS COM TURBINA KAPLAN DE 55 MW	125
5.2	VALIDAÇÃO DAS ALTERNATIVAS ESTUDADAS	129
5.3	VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA DE AMOSTRAGEM E COMPARAÇÃO COM USINA EXISTENTE.....	130
6	CONCLUSÃO.....	135
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	137

APÊNDICE A

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM OPERAÇÃO NO BRASIL	27
TABELA 2 – TIPOS DE TURBINA POR VELOCIDADE ESPECÍFICA	37
TABELA 3 – VALORES DE REFERÊNCIA PARA TEIFA E TEIP DE UNIDADES GERADORAS	50
TABELA 4 – SÍMBOLOS DE ALGUNS PARÂMETROS E ESTATÍSTICAS.....	61
TABELA 5 – OBSERVAÇÕES DA ANOVA	66
TABELA 5 – MODOS DE FALHA DE UMA PLANTA COM DUAS UNIDADES GERADORAS (TABELA DE CAPACIDADES)	82
TABELA 6 – DISTRIBUIÇÃO DE UHE’S POR TIPO DE TURBINA	88
TABELA 7 – DISTRIBUIÇÃO DE UHE’S POR TAMANHO DA UG	88
TABELA 8 – PARÂMETROS POPULACIONAIS DO BANCO DE DADOS DO APÊNDICE A	88
TABELA 9 – TAXAS DE FALHAS DE UNIDADES GERADORAS	89
FONTE: (ABRAGE, 2008, 2009, 2010,2011)	89
TABELA 10 – CLASSIFICAÇÃO DA UG QUANTO AO TAMANHO	91
TABELA 11 – CLASSIFICAÇÃO DA UG QUANTO AO TIPO DE TURBINA	91
TABELA 12 – PARÂMETROS AMOSTRAIS DAS UHE’S COM TURBINAS PELTON.....	94
TABELA 13 – RESULTADO DO TESTE DE SHAPIRO WILK PARA AMOSTRA P.....	96
TABELA 14 – PARÂMETROS DE CONFIABILIDADE DA AMOSTRA P	96
TABELA 15 – PARÂMETROS AMOSTRAIS DA AMOSTRA F _A	97
TABELA 16 – PARÂMETROS AMOSTRAIS DA AMOSTRA F _A SEM A UHE NÚMERO 6.....	99
TABELA 17 – RESULTADO DO TESTE DE SHAPIRO WILK PARA AMOSTRA F _A	101
TABELA 18 – PARÂMETROS DE CONFIABILIDADE DA AMOSTRA F _A	102
TABELA 19– PARÂMETROS POPULACIONAIS DO BANCO DE DADOS DO APÊNDICE A SEM <i>OUTLIERS</i>	103
TABELA 20 – RESULTADO DO TESTE DE KOMOLGOROV-SMIRNOV PARA A POPULAÇÃO CENSURADA.....	103
TABELA 21 – RESULTADO DO TESTE DE LEVENE PARA AS AMOSTRAS CENSURADAS.....	104
TABELA 22 – PARÂMETROS DE CONFIABILIDADE DAS NOVE AMOSTRAS E POPULAÇÃO CENSURADA.....	104
TABELA 23 – TABELA DE CAPACIDADES PARA UMA UHE COM 3 UG’S.....	106

TABELA 24 – TABELA DE CAPACIDADES DE ESTADOS COMBINADOS PARA UMA UHE COM 3 UG’S 108

TABELA 25 – TABELA DE CAPACIDADES DE ESTADOS COMBINADOS PARA UMA UHE COM 3 UG’ E DEMANDA IGUAL À CAPACIDADE ASSEGURADA DE 2P 110

TABELA 27 – TABELA COM AS POSSIBILIDADES DE NÚMERO DE UNIDADES GERADORAS INSTALADAS 114

TABELA 28 – PARÂMETROS ENERGÉTICOS DA UHE DO ESTUDO DE CASO 114

TABELA 29 – ALTERNATIVAS DE ARRANJO DA UHE DO ESTUDO DE CASO 115

TABELA 30 – DADOS DA UNIDADE GERADORA COM TURBINA TIPO BULBO RETIRADOS DA AMOSTRA B..... 116

TABELA 31 – TABELA DE CAPACIDADES DA CONFIGURAÇÃO B3 116

TABELA 32 – TABELA DE ESTADOS COMBINADOS DA ALTERNATIVA B3..... 117

TABELA 33 – CÁLCULOS DE FREQUÊNCIA E DURAÇÃO DA ALTERNATIVA B3..... 118

TABELA 34 – TABELA DE CAPACIDADES DA ALTERNATIVA B4 119

TABELA 35 – TABELA DE ESTADOS COMBINADOS DA ALTERNATIVA B4..... 120

TABELA 36 – CÁLCULOS DE FREQUÊNCIA E DURAÇÃO DA ALTERNATIVA B4..... 121

TABELA 37 – DADOS DA UNIDADE GERADORA COM TURBINA TIPO KAPLAN RETIRADOS DA AMOSTRA K_C..... 122

TABELA 38 – TABELA DE CAPACIDADES DA ALTERNATIVA K_C..... 122

TABELA 39 – TABELA DE ESTADOS COMBINADOS DA ALTERNATIVA K_C 123

TABELA 40 – CÁLCULOS DE FREQUÊNCIA E DURAÇÃO DA ALTERNATIVA K_C 124

TABELA 41 – DADOS DA UNIDADE GERADORA COM TURBINA TIPO KAPLAN RETIRADOS DA AMOSTRA K_B..... 125

TABELA 42 – TABELA DE CAPACIDADES DA ALTERNATIVA K_B..... 126

TABELA 43 – TABELA DE ESTADOS COMBINADOS DA ALTERNATIVA K_B..... 126

TABELA 44 – CÁLCULOS DE FREQUÊNCIA E DURAÇÃO DA ALTERNATIVA K_B..... 128

TABELA 45 – CÁLCULOS DE TEIF, TEIP E ID PARA AS ALTERNATIVAS ESTUDADAS..... 129

TABELA 46 – COMPARAÇÃO DE ID DAS ALTERNATIVAS PESQUISADAS COM OS VALORES REGULATÓRIOS 129

TABELA 47 – TABELA COMPARATIVA DOS PARÂMETROS DE CONFIABILIDADE ENTRE A POPULAÇÃO ORIGINAL E POPULAÇÃO TRATADA E CENSURADA 130

TABELA 48 – TABELA COM OS PARÂMETROS CARACTERÍSTICOS DA AMOSTRA F_c COM TURBINAS FRANCIS DE 60 A 199MW.....	133
TABELA 49 – TABELA COM OS VALORES SIMULADOS DE TEIFA A PARTIR DOS VALORES CARACTERÍSTICOS DA AMOSTRA F_c.....	133
TABELA 50 – TESTE DE NORMALIDADE DOS VALORES SIMULADOS DE TEIFA A PARTIR DOS VALORES CARACTERÍSTICOS DA AMOSTRA F_c E DA USINA COMPONENTE DA AMOSTRA F_c	134
TABELA 51 – TESTE DE IGUALDADE DAS MÉDIAS DOS VALORES SIMULADOS DE TEIFA A PARTIR DOS VALORES CARACTERÍSTICOS DA AMOSTRA F_c E DA USINA COMPONENTE DA AMOSTRA F_c	134

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ciclo de vida de uma Usina Hidroelétrica(UHE)	22
Figura 2. Divisão hierárquica dos sistemas de potência adaptado de (Billington; Allan, 1984).	25
Figura 3. Figura ilustrativa da divisão funcional dos sistemas de potência	26
Figura 4. Mapa da localização das Usinas Hidrelétricas Brasileiras (ANEEL,2008)	28
Figura 5. Ilustração de UHE de represamento (Norte Energia,2011)	31
Figura 6. Ilustração de UHE de desvio (Voith Hydro, 2008).....	31
Figura 7. Fotografia de UHE de acumulação (Voith Hydro,2008)	32
Figura 8. Fotografia de UHE a fio d'água (Voith Hydro, 2008)	33
Figura 9. Curva de Carga diária do Sistema SE/CO (adaptado de ONS, 2011).....	34
Figura 10. Ilustração representativa da queda nominal da UHE (adaptado de Eletrobrás, 2007).	38
Figura 11. Ilustração representativa da queda nominal da UHE(adaptado de Voith Hydro,2008)	39
Figura 12. Ilustração representativa do diâmetro principal da UG (adaptado de Voith Hydro, 2008).....	39
Figura 13. Ilustração representativa dos estudos de n_q e sua influência nos parâmetros construtivos e custos da unidade geradora (adaptado de Voith Hydro, 2008)	40
Figura 14. Ilustração representativa dos vários tipos turbinas e sua correlação com a velocidade específica n_q e queda H (adaptado de MACINTYRE,1983)	41
Figura 15. Estados de operação de uma UHE (ANSI/IEEE,2006)	44
Figura 16. Níveis de capacidade de uma UHE, Adaptado de (ANSI/IEEE,1987).....	45
Figura 17. Processo de análise descritiva e inferência estatística, adaptado de (MONTGOMERY, RUNGER, 2012).	56
Figura 18. Quartis (adaptado de FÁVERO et al,2009).	57
Figura 19. Gráfico de Caixa, adaptado de (FRIGGE et al.,1989).	59
Figura 20. Representação de um Processo de Markov para um componente.	71
Figura 21. Figura ilustrativa de estados de um componente sujeito a um ciclo de operação e falha.	73
Figura 22. Relação entre Disponibilidade Instantânea e Permanente.	75
Figura 23. Modelo de falha de um componente reparável	76

Figura 24. Histórico de falha e reparo de um componente reparável.....	76
Figura 25. Histórico generalizado de um componente reparável	77
Figura 26. Generalização para a frequência de um estado	78
Figura 27. Estados acumulados	79
Figura 28. Estados de uma planta com duas unidades geradoras	81
Figura 29. Estados combinados de uma planta com duas unidades geradoras idênticas	82
Figura 30. Macro etapas da MACPGE.....	85
Figura 31. Fluxograma da etapa de modelagem da população de UHE's, segundo suas características construtivas	92
Figura 32. Gráfico de caixa para a variável TEIFa da amostra P.....	94
Figura 33. Gráfico de caixa para a variável TEIP da amostra P.....	95
Figura 34. Gráfico de caixa para a variável ID da amostra P.....	95
Figura 35. Gráfico de caixa para a variável TEIFa da amostra F_A	98
Figura 36. Gráfico de caixa para a variável TEIP da amostra F_A	98
Figura 37. Gráfico de caixa para a variável ID da amostra F_A	99
Figura 38. Gráfico de caixa para a variável TEIFa da amostra F_A sem a UHE de número 6. 100	
Figura 39. Gráfico de caixa para a variável TEIP da amostra F_A sem a UHE de número 6 .. 100	
Figura 40. Gráfico de caixa para a variável ID da amostra F_A sem a UHE de número 6..... 101	
Figura 41. Fluxograma ilustrativo da etapa de simulação dos parâmetros de confiabilidade 105	
Figura 42. Mapa de estados para uma UHE com 3 UG's e respectivas taxas de transição de estados	107
Figura 43. Mapa de estados para uma UHE com 3 UG's e respectivas taxas de transição de estados com estados combinados	108
Figura 44. Mapa de estados para uma UHE com 3 UG's e respectivas taxas de transição de estados com estados combinados, atendendo a uma demanda de 2P.....	110
Figura 45. Fluxograma simplificado da etapa de otimização da configuração da UHE	112
Figura 46. Diagrama de estados e taxas de transição da alternativa B3.....	117
Figura 47. Ciclo e durações de falhas da alternativa B3	118
Figura 48. Diagrama de estados e taxas de transição da alternativa B4.....	120
Figura 49. Ciclo e durações de falhas da alternativa B4	121
Figura 50. Diagrama de estados e taxas de transição da alternativa K_C	123
Figura 50. Ciclo e durações de falhas da alternativa K_C	124
Figura 51. Diagrama de estados e taxas de transição da alternativa K_B	127
Figura 52. Ciclo e durações de falhas da alternativa K_B	128

Figura 53. Fluxograma para comparação dos valores de TEIFa de valores simulados a partir das amostras e dados apurados de usinas existentes	132
---	-----

Lista de Símbolos e Abreviações

A	Disponibilidade em estado permanente
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
d	Unidade geradora em falha
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
f	Frequência
FC	Fator de capacidade
ID	Índice de disponibilidade
LI	Licença de Instalação
LO	Licença de Operação
LP	Licença Prévia
m	Tempo médio de operação do Componente
MACPGE	Metodologia de avaliação da confiabilidade de plantas de geração de energia
MME	Ministério das Minas e Energia
MRA	Mecanismo de Redução de Energia Assegurada
MRE	Mecanismo de Realocação Energia
MTBF	Tempo Médio entre Falhas
MTTF	Tempo Médio até a Falha
MTTR	Tempo Médio de Reparo
$N_f(t)$	Número de componentes falhos em um instante t
n_q	Velocidade específica
ONS	Operador Nacional do Sistema
P	Probabilidade
$P_0(t)$	Probabilidade de um componente estar funcionando no instante t

P1(t)	Probabilidade de um componente não estar funcionando no instante t
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
r	Tempo médio de reparo do Componente
R	Confiabilidade em estado permanente
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional de Energia Elétrica
TEIFa	Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada Apurada
TEIP	Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada
U	Indisponibilidade em estado permanente
u	Unidade geradora funcionando
UG	Unidade Geradora
UHE	Usina Hidrelétrica
UHD	Usina hidrelétrica de desvio
UHR	Usina hidrelétrica de represamento
UHV	Usina hidrelétrica de derivação
λ	Taxa de falha
μ	Taxa de Reparo

RESUMO

A função básica de um sistemas de energia elétrica é fornecer aos seus clientes energia elétrica economicamente e tão confiável quanto possível. A importância da confiabilidade dos sistemas de energia elétrica é claramente notada quando as pessoas são confrontadas com a perda de energia elétrica, não importando se a perda provoca parada das linhas de produção ou mesmo impactos financeiros às empresas, o que pode consequentemente causar enorme impacto econômico além de situações que impactam o conforto da população. Dentro deste contexto esta tese apresenta uma metodologia para avaliação da confiabilidade de plantas de geração de energia elétrica que possibilita avaliar qualitativamente e quantitativamente a confiabilidade e disponibilidade dos principais componentes elétricos e mecânicos necessários à geração confiável de energia. A análise qualitativa foi realizada levando-se em consideração as características físicas das usinas hidroelétricas e as características construtivas das unidades geradoras para que fosse possibilitada a classificação das unidades geradoras em grupos estatisticamente significativos. A análise quantitativa foi fundamentada em métodos estatísticos de estimação e inferência e aspectos relacionados ao desempenho e disponibilidade de usinas hidroelétricas brasileiras tendo como referência os índices preconizados pelas agências regulatórias. As unidades geradoras foram modeladas através de métodos estatísticos e probabilísticos que permitem avaliar por meio de técnicas de confiabilidade a frequência e a duração das falhas além das probabilidades associadas a cada estado de falha. Os dados de falha foram obtidos por meio de bancos de dados consolidados por agentes geradores e órgãos federais responsáveis pela operação do sistema interligado nacional. Os dados representam a história operativa de grande parte das usinas hidrelétricas brasileiras operadas e despachadas de forma centralizada. A metodologia apresentada nesta tese preenche uma lacuna na existência de metodologias focadas em avaliação de confiabilidade de plantas de geração em fase de projeto, que possibilitariam a mitigação de riscos de falhas e perdas produtivas quando da operação comercial da planta de geração.

Palavras chave—Geração Hidrelétrica, Confiabilidade Análise Estatística, Unidades Geradoras

ABSTRACT

The basic function of a power system is to provide their customers electricity as economically and reliably as possible. The importance of the reliability of electric power systems is clearly noted when people are confronted with the loss of energy, no matter if the loss stops the production lines or even causes financial impacts on companies, which may consequently cause huge economic impact beyond situations that influence the comfort of the population. Within this context, this thesis presents a methodology for assessing the reliability of plants generating electricity that enables qualitatively and quantitatively evaluate the reliability and availability of key electrical and mechanical components needed to generate reliable power. Qualitative analysis was performed taking into account the physical characteristics of hydroelectric and constructive features of the generating units to which the classification was made to enable pool and cluster generating units in groups statistically significant. Quantitative analysis was based on statistical methods of estimation and inference and aspects related to performance and availability of Brazilian hydroelectric plants with reference to the indices recommended by regulatory agencies. The units were modeled using probabilistic and statistical methods for assessing, by means of reliability techniques, the frequency and duration of failures plus the probabilities associated with each state of failure. The failure data were obtained from consolidated databases by agents and federal agencies responsible for the operation of the national grid. The data represent the operational history of much of Brazil's hydroelectric facilities operated and dispatched centrally. The methodology presented in this thesis fills a gap in the existence of methodologies focused on reliability assessment of power plants in the design phase, which would allow the mitigation of risks of failures and production losses when the commercial operation of the generating plant.

Index Terms—Hydroelectric power generation, reliability, statistical analysis, Generating Units

1 INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta os objetivos deste trabalho de pesquisa e as justificativas para realização do mesmo.

1.1 MUDANÇAS ESTRUTURAIS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

No início da década de 90 o Brasil realizou, simultaneamente, duas profundas alterações no seu setor elétrico. O processo de privatização dos ativos foi concretizado em paralelo às alterações institucionais e legais que desenhariam um novo quadro regulamentar.

A trajetória de reformas foi bastante tumultuada (D'ARAÚJO, 2009), pois só se tentou formatar um quadro mais abrangente a partir de 1997, quando foi implementada uma série de alterações regulatórias.

As reformas setoriais foram ocorrendo de forma paralela à privatização de ativos federais e estaduais. Este novo modelo vigente na década de noventa baseava-se nos seguintes pilares (COOPERS&LYBRAND,1999):

- a) Competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica;
- b) Criação de um instrumental regulatório para a defesa da concorrência nos segmentos competitivos;
- c) Desverticalização do segmento de geração, transmissão e distribuição;
- d) Tarifas de uso da rede não discriminatórias, com a garantia do livre acesso nos sistemas de transporte (transmissão e distribuição);
- e) Desenvolvimento de mecanismos de incentivos nos segmentos que permanecem como monopólio natural(MANKIW,2003), situação de mercado em que os investimentos necessários são muitos elevados e os custos marginais demasiado baixos; também caracterizados por serem bens exclusivos e com muito pouca ou nenhuma rivalidade ;
- f) Inclusão de mecanismos de regulação técnica da rede de transmissão.

Observe-se que, em 2004, o modelo regulatório sofreu nova revisão e algumas exigências, como o cálculo padronizado da disponibilidade individualizada das usinas hidrelétricas, foram criadas. Este novo modelo do setor elétrico brasileiro tem três objetivos principais (PEDROSA,2005):

- a) Garantir a segurança de suprimento;
- b) Promover a modicidade tarifária;
- c) Promover a universalização da energia.

Para garantir a segurança de suprimento, o modelo prevê um conjunto integrado de medidas, destacando-se a exigência de contratação da totalidade da demanda, além do cálculo dos lastros (garantia física) de geração, de acordo com um critério de segurança de 95%, ou seja, com um risco máximo de 5% de ocorrer déficit de suprimento de energia.

Paralelamente à reestruturação do mercado brasileiro de energia elétrica, o setor de bens de capital voltado ao setor elétrico ajustou-se a este cenário. Constituído, basicamente, por empresas que fornecem uma série de equipamentos de grande porte (em que se destacam principalmente, turbinas, geradores, transformadores de potência e disjuntores), passou por uma concentração e consolidação a partir da década de 90. Estes provedores foram se transformando de fornecedores de equipamentos para fornecedores de soluções completas de instalações de usinas hidroelétricas.

No que se refere ao fornecimento de equipamentos os principais fatores de concorrência na indústria internacional de equipamentos sob encomenda são o custo e a confiabilidade operacional dos mesmos. Deve-se perceber, também, que os custos gerados por uma eventual falha no fornecimento de energia elétrica superam, em muitas vezes, o custo do equipamento em que a falha foi originada. Como a qualidade efetiva dos bens de capital sob encomenda para o setor elétrico só é totalmente conhecida durante o seu ciclo de vida, ou seja, posteriormente a uma concorrência ou encomenda.

1.2 NECESSIDADE DA PREDETERMINAÇÃO E DA AVALIAÇÃO DA

CONFIABILIDADE DE UMA USINA HIDRELÉTRICA DURANTE AS FASES DE PROJETO E OPERAÇÃO

A aplicação do Mecanismo de Redução de Energia Assegurada – MRA (ANEEL,2003), com base na disponibilidade, estabeleceu, de fato, uma punição às usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE (ANEEL,2005a) com desempenho inferior aos valores de referência.

Os agentes de geração estão gerenciando as manutenções com foco na disponibilidade de referência determinadas pelo Operador Nacional do Sistema(ONS). No entanto, ainda faltam estudos e dados de confiabilidade de hidrelétricas (BILLINGTON; CHEN; JIAQI ZHOU,1999). Ainda não é usual que as especificações solicitem e os fabricantes forneçam dados sobre a confiabilidade de unidades geradoras e outros equipamentos de usinas hidrelétricas durante a fase de projeto. No entanto, com o advento da competitividade nos mercados de energia, as empresas que possuem ativos de geração vêm concentrando seus esforços para manter uma posição competitiva, enquanto tentam extrair o máximo de desempenho de seus ativos com o menor custo possível. E a gestão de ativos é um importante assunto e objeto de vários estudos atuais, em contrapartida à realidade passada da maioria dos países com relação ao mercado monopolista de energia elétrica. A gestão de ativos é uma ciência e pode oferecer uma base eficaz para a tomada de decisões relativas à aquisição, operação e planejamento da manutenção relacionada aos ativos de geração, incrementando, assim, o retorno sobre o capital investido. As estratégias que a compõem podem incluir a seleção mais apropriada de equipamentos, a adequação, recapacitação ou eventual substituição de equipamentos com desempenho abaixo da média, alteração das estratégias de operação e manutenção. Ela equilibra o desempenho, custo e os riscos associados aos equipamentos e requer o conhecimento de gestão, engenharia e informação (SHAHIDEHPOUR,2005). Esta gestão deve ser feita durante todo o ciclo de vida do empreendimento e pode ser resumida em sete fases, ilustradas na figura 1 (ELETROBRÁS,2007):

Figura 1. Ciclo de vida de uma Usina Hidroelétrica(UHE)

Durante as fases do ciclo de vida de uma usina hidrelétrica, vários estudos são realizados, sempre ponderando o montante investido com os eventuais benefícios que esta trará aos interessados. Os principais resultados dos estudos de inventário e viabilidade, relativos aos equipamentos eletromecânicos, consistem no dimensionamento preliminar do aproveitamento com a definição da ficha técnica do aproveitamento e, principalmente, a concepção do arranjo da UHE, assim como da relação custo/benefício energético do empreendimento.

De posse destes estudos, os empreendedores dispostos a concorrer pela concessão executam seus próprios estudos relativos aos custos do empreendimento e ao valor a ser ofertado como lance para produção de unidade de energia em R\$ por MWh.

Basicamente, são estes os dados que o empreendedor necessita para avaliar a sua participação, ou não, no leilão e a necessidade de confirmar o dimensionamento e custo dos equipamentos e obras civis, visando oferecer um lance competitivo quando do leilão do empreendimento.

Caso vença o leilão, o empreendedor inicia a fase de projeto básico em que o aproveitamento concebido nos estudos de viabilidade é detalhado, de modo a definir, com maior precisão, as características técnicas do projeto, as especificações técnicas das obras civis e equipamentos eletromecânicos, bem como os programas socioambientais.

Outro aspecto a ser considerado é que a atividade de manutenção de uma Usina Hidrelétrica não impede o envelhecimento natural da mesma e a evolução de seus índices de probabilidade de falha.

Por meio das manutenções de rotina e das manutenções corretivas busca-se preservar, na medida do possível, as instalações nas mesmas condições que tinha quando do início de operação; no entanto, o desgaste pelo uso ocorre inexoravelmente, num maior ou menor grau, dependendo da qualidade dos equipamentos, das instalações, das condições da água e da manutenção dada.

Deste modo, é necessário programar intervenções nas usinas hidrelétricas para a substituição de equipamentos e sistemas que estejam comprometendo os índices de disponibilidade e desempenho ou apresentando custos de manutenção elevados.

A qualquer tempo, uma usina hidrelétrica pode ter suas condições operativas avaliadas, enfocando-se, isoladamente, as unidades geradoras, responsáveis diretas pelo faturamento da planta, e as demais instalações, sistemas e equipamentos; portanto, há uma necessidade premente de analisar a disponibilidade da usina de uma maneira sistemática e metódica, com base na unidade funcional geradora.

Seja no contexto de projetos de usinas ou na análise histórica de sua operação, existem várias questões a serem respondidas quanto à seleção correta ou substituição de seus equipamentos principais, dentre as quais:

- a) Dada a importância dos parâmetros de confiabilidade e disponibilidade de uma usina hidrelétrica, como eles podem ser definidos, medidos e calculados?
- b) Quais são os conceitos-chave para se projetar uma usina hidrelétrica de alta confiabilidade?
- c) Qual configuração resulta num menor custo e investimento em equipamentos para um valor de disponibilidade predeterminado?

Esta tese de doutorado apresenta o desenvolvimento da metodologia para avaliação de planta de geração de energia, doravante denominada MACPGE, suportando a análise de alternativas de projeto entre as fases de estudos de viabilidade e o projeto básico.

Para tanto, este trabalho está estruturado em sete capítulos:

No capítulo 1 a reestruturação do mercado de energia é apresentada em um breve histórico, assim como a adequação dos fabricantes de equipamentos para o setor elétrico a este novo contexto de mercado, ressaltando a necessidade de avaliação da confiabilidade nas fases de projeto e operação das UHE's.

No capítulo 2 é fornecida a fundamentação teórica e regulatória para o desenvolvimento da metodologia.

No capítulo 3 são apresentados os fundamentos estatísticos e probabilísticos necessários à modelagem e estimação dos parâmetros de desempenho da unidade geradora.

No capítulo 4 a metodologia para análise das unidades funcionais de geração é desenvolvida, assim como o modelamento para aplicação para a totalidade da usina hidrelétrica.

No capítulo 5 há a exposição de um estudo de caso realizado por meio da aplicação da metodologia em uma usina hidrelétrica.

No capítulo 6 são apresentadas as considerações finais e contribuições deste trabalho para estudos futuros.

No capítulo 7 são apresentadas as referências bibliográficas utilizadas neste trabalho.

2 TÓPICOS DE ANÁLISE DE DISPONIBILIDADE E DESEMPENHO DE USINAS HIDRELÉTRICAS

Este capítulo apresenta as ferramentas básicas da análise de disponibilidade de sistemas, que é a fundamentação conceitual para o desenvolvimento de uma metodologia a ser utilizada na análise de disponibilidade de uma UHE. Aponta, também, os principais fatores que influenciam a disponibilidade, além de expor os conceitos técnicos e a avaliação crítica do benefício da inclusão da UHE no sistema de potência.

2.1 CONCEITUAÇÃO GERAL DE SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Um sistema pode ser entendido como a disposição das partes ou dos elementos de um todo, coordenados entre si, e que funcionam como estrutura organizada (FERREIRA, 1999). Os sistemas de geração de energia fazem parte dos sistemas de potência. Os sistemas de potência podem ser divididos em três zonas funcionais para fins de planejamento, operação e análise: geração, transmissão e distribuição, como ilustrado na figura 2. Estas zonas podem ser combinadas em níveis hierárquicos (BILLINGTON; ALLAN, 1984).

Figura 2. Divisão hierárquica dos sistemas de potência adaptado de (Billington; Allan, 1984).

O nível hierárquico um diz respeito à geração. O nível hierárquico dois inclui tanto a geração como a transmissão, enquanto o nível hierárquico três engloba todas as zonas funcionais.

Como serviço público de infraestrutura de um país, a rede elétrica constitui-se em um complexo sistema de componentes com a função de produzir a energia e fazê-la chegar aos consumidores finais, distribuídos pelo país dentro de padrões de tensão e frequência especificados, e na potência demandada por estes consumidores. As empresas do setor dividem-se em empresas de geração, de transmissão, distribuição e comercialização. O sistema de transmissão tem o papel de transmitir a energia dos locais onde é possível produzi-la até os locais onde ocorre o consumo. O sistema de distribuição compreende os meios de consumo nos centros de demanda de energia elétrica, os equipamentos e instalações necessárias para fazer chegar a energia aos locais específicos de consumo e dentro das especificações de qualidade. A figura 3 ilustra a divisão funcional dos sistemas de potência e as respectivas faixas de tensão típicas no Brasil:

Figura 3. Figura ilustrativa da divisão funcional dos sistemas de potência

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2013), a capacidade instalada no Brasil, em 2013, chegou a 123894,49 Megawatts (MW), provenientes de 2846 usinas

hidrelétricas, termelétricas, eólicas, nucleares, pequenas centrais hidrelétricas e centrais geradoras hidrelétricas.

**TABELA 1 – EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM
OPERAÇÃO NO BRASIL**

Fonte: Banco de Dados da Geração, Aneel, acessado em maio de 2013. Disponível em

<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>

Empreendimentos em Operação		
Tipo	Quantidade	Potência Instalada (kW)
Biomassa, Maré motriz e outras fontes	418	253.413
Usinas Eólicas	94	2.074.541
Pequenas Centrais Hidrelétricas	457	4.441.746
Usina Fotovoltaica	14	7.617
Usinas Hidrelétricas	190	80.105.581
Usinas Termelétricas	1671	35.004.595
Usinas Nucleares	2	2.007.000
Total	2.846	123.894.493

Em termos de tecnologia de conversão de energia, no Brasil, a maior parte da potência instalada é proveniente de aproveitamentos hidrelétricos, complementados por dois empreendimentos termonucleares e empreendimentos termelétricos constituídos, basicamente, de centrais termelétricas com ciclo de vapor. Uma pequena parcela provém de centrais com turbinas eólicas e com motores de combustão interna.

A localização das centrais de geração instaladas no país reflete, em parte, o desenvolvimento industrial e urbano do país em termos geográficos. Em valores aproximados, o consumo nacional divide-se, em relação ao Sistema Interligado Nacional, em 61,4% nas regiões sudeste e centro-oeste, 18,4% na região sul, 14% na região nordeste e 6,2% na região norte, como mostrado na figura 4 (ANEEL, 2008):

Figura 4. Mapa da localização das Usinas Hidrelétricas Brasileiras (ANEEL,2008)

2.2 CARACTERÍSTICAS SISTÊMICAS DE USINAS HIDRELÉTRICAS

Uma usina hidrelétrica pode ser definida como um sistema técnico composto de instalações e equipamentos com tecnologia específica, cujo objetivo final é a geração de energia elétrica por meio do aproveitamento da energia existente em uma forma primária, neste caso, a energia potencial da água. Dentre todas as formas de produção de energia elétrica, uma central é, normalmente, entendida como um sistema para a produção em escala e de forma especializada. Apesar de serem sistemas técnicos com uma função primária básica de transformação de energia por meio das tecnologias de transformação atualmente existentes, as usinas hidrelétricas são sistemas complexos que exigem uma organização para sua operação e manutenção, uma organização que define seu desempenho final (HIRANO,2003).

O projeto de uma usina hidrelétrica pode ser abordado pela teoria da engenharia de sistemas. Esta teoria define a atividade de análise e projeto dos sistemas de geração de energia elétrica como a abordagem multidisciplinar que torna possível a concretização de sistemas de elevada complexidade. O seu foco encontra-se em definir, de maneira precoce no ciclo de desenvolvimento de um sistema, as necessidades do usuário, bem como as funcionalidades requeridas, realizando a documentação sistemática dos requisitos e abordando a síntese de projeto e a etapa de validação, de forma a considerar o problema completo. A engenharia de sistemas integra diferentes disciplinas e especialidades em uma equipe de projeto, formando um processo de desenvolvimento estruturado que se estende do conceito ao projeto, e deste, à operação. Ela considera tanto as questões de ordem econômica quanto técnica, com o objetivo de gerar produtos de qualidade que atendam às necessidades dos consumidores (INCOSE,2011). É composta de boas práticas de engenharia (BLANCHARD;FABRYCKY,2011), com ênfase especial nas seguintes áreas:

- a) Uma abordagem descendente (também denominada “top-down”) que visualiza o sistema como um todo;
- b) Uma orientação ao ciclo de vida completo do sistema que considera todas as fases como projeto, fabricação, operação, manutenção, etc.;
- c) Esforço maior e mais completo para definir os requisitos do sistema durante a fase inicial de seu ciclo de vida, relacionando estes requisitos com critérios específicos de projeto.

- d) Uma abordagem interdisciplinar durante o desenvolvimento dos sistemas para garantir que todos os objetivos sejam abordados de maneira efetiva e eficiente.

2.2.1 CLASSIFICAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS

Não há um consenso na literatura sobre a classificação de usinas hidrelétricas segundo suas características técnicas, sendo que vários pontos de vista podem vir a serem considerados. Entre os principais, encontram-se a classificação por características construtivas, hidráulicas, mecânicas e energéticas.

Para classificar as UHE's quanto as suas características construtivas, deve ser levada em conta a disposição das estruturas civis do circuito hidráulico de geração e suas dimensões, que são determinantes para a concepção do arranjo geral da usina. As estruturas que compõem o circuito hidráulico de geração deverão ser dispostas de forma a definir o arranjo mais curto possível e que resulte em menores volumes de obras. O arranjo do circuito hidráulico de geração depende, basicamente, das características topográficas e geológicas do local, da vazão máxima turbinada e do deplecionamento máximo do reservatório.

Existem vários tipos de arranjos para os componentes de uma usina hidrelétrica; no entanto, no Brasil, dois tipos de arranjo predominam:

- a) Usinas hidrelétricas de represamento (UHR): caracterizam-se por serem implantadas em um trecho do rio e terem ligação direta entre a barragem e a casa de máquinas, através do conduto forçado, conforme ilustrado na figura 5. Este esquema é típico de locais onde existem cachoeiras ou quedas e é o mais utilizado na construção de grandes usinas hidrelétricas:

Figura 5. Ilustração de UHE de represamento (Norte Energia,2011)

- b) Usinas hidrelétricas de desvio (UHD): caracterizam-se por serem implantadas em um trecho do rio com elevada declividade, normalmente com existência de corredeiras. Nestes casos, questões técnicas limitam o comprimento do conduto forçado, impondo a necessidade de ser intercalado, entre a barragem e o conduto forçado, um sistema de baixa pressão, conforme ilustra a figura 6:

Figura 6. Ilustração de UHE de desvio (Voith Hydro, 2008)

Com relação à utilização das vazões naturais, as usinas podem ser classificadas como:

- a) Usinas a fio d'água: têm uma capacidade de armazenamento muito pequena e dispõem, somente, da vazão natural do curso do rio. Sua produção de energia é inconstante, dependendo, diretamente, da vazão do rio.
- b) Usinas com reservatório de acumulação: têm um reservatório de tamanho suficiente para acumular água na época das cheias para uso na época de estiagem. Podem, portanto, dispor de uma vazão firme, substancialmente maior do que a vazão mínima natural e fornecer energia a níveis constantes por um determinado período.
- c) Usinas reversíveis: são usadas para gerar energia nos períodos de ponta e durante as horas de demanda reduzida, quando, então, a água é bombeada de um represamento no canal de fuga para um reservatório a montante. Fornecem energia em momentos de pico da demanda.

Existem, portanto, dois tipos de reservatórios: acumulação e fio d'água, ilustrados nas figuras 7 e 8:

Figura 7. Fotografia de UHE de acumulação (Voith Hydro,2008)

Figura 8. Fotografia de UHE a fio d'água (Voith Hydro, 2008)

As primeiras, geralmente localizadas na cabeceira dos rios e em locais de altas quedas d'água, dado o seu grande porte, permitem o acúmulo de grande quantidade de água e funcionam como estoques a serem utilizados em períodos de estiagem. Além disso, como estão localizadas a montante das demais hidrelétricas, regulam a vazão da água que irá fluir para elas, de forma a permitir a operação integrada do conjunto de usinas. As unidades a fio d'água geram energia com o fluxo de água do rio, ou seja, pela vazão com mínimo ou nenhum acúmulo do recurso hídrico.

A queda d'água, no geral, é definida como de alta, baixa ou média queda. Uma classificação pode ser considerada como (Reis,2003):

- a) Usinas de quedas baixas: abaixo de 15 m;
- b) Usinas de quedas médias: entre 15 a 50 m;
- c) Usinas de quedas altas: acima de 50 m.

Esta classificação, no entanto, é arbitrária, e do ponto de vista técnico faz sentido separar as usinas de baixa queda, equipadas com turbinas axiais, Kaplan e Bulbo e usinas de média e alta queda, equipadas com turbinas Francis e Pelton. A escolha da turbina é um aspecto importante no projeto das centrais hidrelétricas, pois influenciam, em grande parte, a definição do arranjo da casa de força.

Assim, a altura da queda d'água e a vazão dependem do local de construção e determinarão qual será a capacidade instalada - que, por sua vez, determina o tipo de turbina, barragem e reservatório.

A potência instalada determina se a usina é de grande ou médio porte ou uma pequena central hidrelétrica (PCH). A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel ANEEL) adota três classificações: Centrais Geradoras Hidrelétricas (com até 1 MW de potência instalada), Pequenas Centrais Hidrelétricas (entre 1,1 MW e 30 MW de potência instalada) e Usina Hidrelétrica de Energia (UHE, com mais de 30 MW).

Para classificar uma UHE quanto a sua função no sistema elétrico, é necessário introduzir dois conceitos de sistemas elétricos de potência: as curvas de carga e de produção o despacho (REIS,2003).

A demanda de energia, comumente chamada de carga, comporta-se de forma variável ao longo do tempo, além de se diferenciar durante períodos diários, semanais e sazonais. Duas características importantes da curva de carga do sistema elétrico são o valor de demanda média, cuja integração no tempo fornece a energia consumida e o valor de demanda máxima, que é o maior valor instantâneo da carga no período considerado. A demanda média está relacionada à capacidade do parque gerador alimentar, continuamente, a carga suprida, influenciando, então, a energia firme. A curva de carga típica de um sistema elétrico de potência é ilustrada na figura 9:

Figura 9. Curva de Carga diária do Sistema SE/CO (adaptado de ONS, 2011)

A curva de produção da geração apresenta, ao longo do tempo, a potência gerada. Para usinas hidrelétricas, a produção média está relacionada com a quantidade de água disponível,

enquanto que a produção máxima está relacionada à potência instalada da usina. Destes conceitos derivam o conceito de fator de capacidade (FC) de uma UHE:

$$FC = \frac{\text{Produção Média}}{\text{Produção de Pico}} \quad (1)$$

Baixos fatores de capacidade correspondem a usinas operando na ponta e altos fatores correspondem a usinas operando na base. Sendo assim, as usinas podem ser classificadas como:

- a) Usinas de base: mantêm capacidade firme durante todo o tempo e possuem fatores de capacidade entre 75% e 100%;
- b) Usinas flutuantes ou de semibase: possuem fator de capacidade entre 30% a 75%;
- c) Usinas de ponta: atendimento dos picos da curva de carga; possuem fator de capacidade menor que 30%.

Apesar de o fator de capacidade representar a produção média de energia de uma UHE, é necessário observar que a quantidade de energia que cada central gera não é uma decisão das empresas a que pertence a UHE. Essa decisão é tomada pelo ONS conforme a demanda de energia e características do sistema elétrico; desta forma, a quantidade de energia produzida não é, inteiramente, uma responsabilidade de cada UHE. Apesar de os níveis de produção não dependerem de decisões internas de cada usina, existe uma responsabilidade parcial, pois, havendo uma solicitação do ONS, estas podem deixar de suprir a demanda, devido à falha de seus equipamentos componentes.

2.2.2 CONSIDERAÇÕES SOBRE O PROJETO DE USINAS HIDRELÉTRICAS E

UNIDADES GERADORAS

A variedade natural das condições encontradas em sítios para implantação de UHE's resultou no desenvolvimento de diversos tipos de esquemas de aproveitamento. Os estudos iniciais para implantação destes esquemas levam em consideração características relacionadas ao reservatório e à operação da UHE. Além destas características, são levadas em conta: (Raabe, 1985):

- a) A curva de duração de vazão;
- b) Os níveis máximos de água;
- c) A topografia do sítio;
- d) A queda nominal e o conseqüente tipo de unidade geradora;

- e) A tarifa de energia elétrica;
- f) O tipo de demanda;
- g) A distância em relação ao centro consumidor.

Sob o aspecto econômico, a questão principal que surge é como configurar a planta e suas estruturas, componentes e modo de operação, de maneira a obter o máximo retorno financeiro em relação ao custo de investimento durante o tempo de depreciação, por meio da venda da energia gerada. Assumindo que o sítio, sua topografia, geologia, hidrologia são condições dadas, a função do desenvolvedor do empreendimento é otimizar a operação e os componentes civis, mecânicos e elétricos da UHE, para maximizar o retorno financeiro e proporcionar um funcionamento adequado e confiável.

Tal otimização pode ser realizada por meio da vazão de operação da planta, do tipo, capacidade, e número de unidades geradoras, o raio das passagens hidráulicas, diâmetros de condutores, entre outras possibilidades. A otimização em relação aos custos também pode ser feita em várias dimensões como estruturas de casa de força e barragem, escavação, perdas de eficiência em equipamentos, fabricação, etc.

No contexto da especificação das unidades geradoras, a seleção da turbina para um sítio específico depende da queda e vazão disponível, assim como o uso da planta no sistema elétrico, sendo um estágio essencial para o projeto da UHE. Alguns componentes da turbina como a caixa espiral, o tubo de sucção têm impacto determinante nas dimensões das estruturas civis da usina.

A velocidade específica n_q da turbina define os limites de aplicação do tipo de máquina e os dados básicos a serem utilizados no projeto. A tabela 2 é um guia para aplicação de cada tipo de unidade geradora:

TABELA 2 – TIPOS DE TURBINA POR VELOCIDADE ESPECÍFICA

ADAPTADO DE (MACINTYRE,1983) E (VOITH,2008)

Figura ilustrativa	Corte típico da Turbina	Faixa de n_q	Tipo de Turbina
D = Diâmetro do rotor	2,5 – 10	PELTON
20 – 57 27 – 80	BOMBA
20 – 35	FRANCIS DE BAIXA VELOCIDADE ESPECÍFICA
35 – 50 50 – 64	FRANCIS DE MÉDIA VELOCIDADE ESPECÍFICA
64 – 100	FRANCIS DE ALTA VELOCIDADE ESPECÍFICA
> 100	KAPLAN/BULBO

A figura 10 representa as faixas de aplicação de cada turbina, de acordo com a capacidade da unidade geradora:

Figura 10. Ilustração representativa da queda nominal da UHE (adaptado de Eletrobrás, 2007).

Estas faixas são típicas e os fabricantes têm a sua própria maneira de aplicar as turbinas e a velocidade específica normalmente é determinada por um teste de modelo ou uma análise de fluxo por métodos computacionais (ASME, 1996). As turbinas são dimensionadas com n_q para atingir o pico de eficiência ou a característica nominal, conforme especificação.

Basicamente, o projeto e especificação da unidade geradora podem ser divididos em 3 passos:

- a) Determinação do tipo de turbina e da faixa de n_q ;

A queda d'água existente define o tipo de turbina e a faixa de velocidade específica n_q viável, como ilustrado na figura 11:

Figura 11. Ilustração representativa da queda nominal da UHE(adaptado de Voith Hydro,2008)

b) Determinação da vazão nominal em função da escolha da capacidade da UG;
 A potência da unidade geradora $P[W]$ resulta numa vazão nominal a uma queda nominal que determina o tamanho da turbina e seu diâmetro principal D , pois o diâmetro da UG é uma função da vazão.

Figura 12. Ilustração representativa do diâmetro principal da UG (adaptado de Voith Hydro, 2008)

c) Escolha da velocidade específica n_q .

A frequência de rede f_n de 50 ou 60 Hz limita as opções de velocidade específica e várias relações de compromisso devem ser estudadas para se definir o dimensionamento da unidade geradora. Uma alta velocidade específica n_q resulta em:

- i. Uma velocidade síncrona n maior, implicando num custo menor para o gerador;
- ii. Em um menor diâmetro principal D , implicando num custo menor da turbina;
- iii. Menor elevação da unidade geradora h_s , diminuindo o fator de cavitação σ e aumentando os custos civis;
- iv. Aumento da carga específica na turbina K , aumentando o custo de construção da turbina.

Figura 13. Ilustração representativa dos estudos de n_q e sua influência nos parâmetros construtivos e custos da unidade geradora (adaptado de Voith Hydro, 2008)

As características físicas dos tipos mais importantes de turbinas são ilustradas na figura 14, em que fica claro que o tipo ideal se altera com a velocidade específica e queda:

Figura 14. Ilustração representativa dos vários tipos turbinas e sua correlação com a velocidade específica n_q e queda H(adaptado de MACINTYRE,1983)

É importante notar que existe uma sobreposição nas faixas de aplicação dos diversos tipos de turbina, significando que, não apenas a queda, porém vários outros fatores podem ditar a seleção final do tipo de turbina.

2.3 DESEMPENHO DE UMA USINA HIDRELÉTRICA

As usinas hidrelétricas apresentam vários benefícios de ordem geral e específica, principalmente relativos aos usos múltiplos da água como, por exemplo, energético, irrigação, controle de enchentes, navegação, etc (REIS,2003). Dentro do contexto desta tese, é considerado que o principal produto de uma UHE é a sua energia gerada; ou seja, a usina operará, efetivamente, se os seus sistemas e equipamentos desempenharem a função a que se destina, neste caso, a produção de energia com confiabilidade. A quantidade de energia gerada em relação à quantidade demandada pelo ONS pode ser considerada como uma das características técnicas de desempenho de uma UHE, assim como a sua disponibilidade

operacional. A disponibilidade operacional diz respeito ao tempo que uma central pode operar e gerar energia elétrica de forma contínua, sendo esta a razão entre o tempo de operação e o tempo total computado em um determinado período. A disponibilidade operacional define a produtividade e o suprimento final de energia para os consumidores (HIRANO, 2003).

2.3.1 ENERGIA GERADA POR UMA UHE E ASPECTOS ENERGÉTICOS

Uma UHE, normalmente, é constituída por uma barragem colocada num rio, formando um reservatório com uma queda hidráulica ou uma diferença na elevação entre a água a montante e a água a jusante da barragem. Esta queda hidráulica é usada para criar potência, de acordo com a relação:

$$P = \eta \cdot \gamma \cdot Q \cdot H \quad (2)$$

Onde:

P= é a potência elétrica produzida em Watts(W)

η = é o rendimento geral da usina (%)

H= é a queda d'água em metros(m)

Q= é a vazão das unidades geradoras em metros cúbicos por segundo (m³/s)

γ = é o peso específico da água Newtons/metros cúbicos (N/m³)

Portanto, a energia gerada é obtida considerando-se a potência da UHE multiplicada pelo tempo em que foi gerada:

$$E = P \cdot t \quad (3)$$

Onde:

E = é a energia elétrica produzida em Watts segundo (Ws)

t= é a duração da geração da energia em segundos(s)

P= é a potência elétrica produzida em Watts(W)

Ao ser integrada a um sistema, uma UHE ou um conjunto de usinas hidroelétricas propicia três tipos de benefícios energéticos: energia firme, energia secundária e capacidade de ponta (Eletrobrás,2007;ANEEL,2005b).

A energia firme de uma usina hidrelétrica corresponde à máxima produção contínua de energia que pode ser obtida, supondo a ocorrência da sequência mais seca registrada no histórico de vazões do rio onde ela está instalada.

O histórico de vazões atualmente utilizado pelas usinas hidrelétricas, do sistema brasileiro, é composto por dados verificados ao longo de setenta anos. Com base nesse histórico, e utilizando recursos estatísticos, podem ser simuladas milhares de outras possibilidades de sequência de vazões para cada usina.

A energia secundária corresponde à energia disponível apenas em períodos de hidrologia favorável, podendo ser utilizada no atendimento os consumidores de carga interrompível ou na substituição da geração de origem térmica, com o objetivo de economizar combustível.

A capacidade de ponta representa a capacidade máxima de produção do sistema durante o intervalo de tempo correspondente à ponta da carga. Esta capacidade de ponta está relacionada, diretamente, à potência instalada das usinas, devendo-se considerar, ainda, no seu dimensionamento, a perda devida à redução da queda quando do deplecionamento do reservatório e/ou elevação do nível do canal de fuga e as taxas de saídas programadas e forçadas.

A energia assegurada do sistema elétrico brasileiro é a máxima produção de energia que pode ser mantida quase que continuamente pelas usinas hidrelétricas ao longo dos anos, simulando a ocorrência de cada uma das milhares de possibilidades de sequência de vazões criadas estatisticamente; admite-se certo risco de não atendimento à carga, ou seja, em determinado percentual dos anos simulados, permite-se que a demanda supere a oferta de energia dentro de um limite considerado aceitável pelo sistema. Na regulamentação atual, esse risco é de 5%. Desse modo, a determinação da energia assegurada independe da geração real e está associada às condições, a longo prazo, que cada usina pode fornecer ao sistema, assumindo um critério específico de risco do não atendimento do mercado (déficit), considerando, principalmente, a variabilidade hidrológica a que a usina está submetida. Observe-se que, nos cálculos das energias asseguradas, são desconsiderados os períodos em que a usina permanece sem produzir energia por motivo de manutenções programadas e paradas de emergência.

Considera-se energia assegurada de cada usina hidrelétrica, a fração, a ela alocada, da energia assegurada do sistema.

2.3.2 FATORES DETERMINANTES DA POTÊNCIA E DA DISPONIBILIDADE ENERGÉTICA DE UMA UHE

Uma UHE apresenta um modelo de produção contínuo, em que não há variedade de produto; ela produz apenas energia elétrica e de forma contínua, à medida que a operação do sistema apresenta a demanda de produção. Os estados de produção de UHE podem, assim, ser analisados em termos de tempo de operação e em termos de desvio da capacidade máxima instalada. A figura 15 mostra os possíveis estados de operação que a UHE pode assumir durante seu ciclo de vida.

Figura 15. Estados de operação de uma UHE (ANSI/IEEE,2006)

Considerando que uma UHE esteja ativa e servindo à rede elétrica, os possíveis estados que pode assumir são os seguintes (ANSI/IEEE, 2006; NERC/GADS, 2002):

- a) **Disponível:** o estado em que a UHE pode gerar energia, independentemente da solicitação para fazê-lo e sem considerar a sua capacidade geradora;(ou produtiva)
- b) **Em serviço:** estado em que a UHE está conectada ao sistema elétrico;
- c) **Em reserva:** a UHE está disponível, mas não em serviço;
- d) **Indisponível:** a UHE não é capaz de operar por motivos de falha de equipamentos, restrições externas, inspeções, condução de algum trabalho ou por alguma contingência (e.g. inundação, incêndio, invasão da UHE). Também é importante mencionar a indisponibilidade por falta de energia primária, como é o caso de indisponibilidade de UHE's por baixos níveis de reservatório.

- e) **Indisponibilidade Planejada:** estado em que a UHE está indisponível devido a uma parada programada por antecipação, como por exemplo, para a manutenção programada, inspeções, etc.
- f) **Indisponibilidade Não Planejada:** estado em que a UHE está indisponível devido a fatores não planejados, como uma falha ou falta de água em reservatórios.

Em relação a desvios de capacidade, a Figura 16 demonstra os níveis de capacidade que uma UHE pode assumir em relação a sua capacidade bruta definida em projeto e que pode ser lida nas placas de capacidade nominal das unidades geradoras instaladas nas centrais.

Figura 16. Níveis de capacidade de uma UHE, Adaptado de (ANSI/IEEE,1987)

Os respectivos níveis de capacidade são definidos da seguinte forma:

- a) **Capacidade Máxima:** a capacidade máxima que uma UHE pode sustentar por um período de tempo. Esta capacidade pode ser inferida por meio de testes em que as centrais operam à máxima capacidade com um mínimo de restrições do ambiente, ou pode ser estimada por procedimentos adequados.

- b) **Capacidade Assegurada:** a capacidade máxima modificada devido a limitações ambientais em um período de tempo. Exemplo: vazões asseguradas em reservatórios de centrais hidrelétricas.
- c) **Capacidade Disponível:** a capacidade assegurada modificada devido a limitações de equipamento em um momento determinado.
- d) **Capacidade Reduzida:** a diferença entre a capacidade assegurada e a capacidade disponível.
- e) **Capacidade Reduzida Planejada:** a redução de capacidade que é programada com antecedência.
- f) **Capacidade Reduzida Não Planejada:** a redução de capacidade que é não programada com antecedência.

No caso de capacidade reduzida, esta pode ser parcial ou total. No segundo caso, a capacidade disponível é nula. É também importante mencionar que a capacidade assegurada não é um limitante superior para a geração de energia em todos os instantes; durante um período de produção, uma UHE pode gerar com potência acima da capacidade assegurada se os reservatórios estiverem cheios, por exemplo. A energia gerada acima da capacidade assegurada também é chamada de energia secundária.

2.3.3 ASPECTOS REGULATÓRIOS DO DESEMPENHO DE UMA UHE NO BRASIL

A operação cooperativa do parque gerador brasileiro foi, historicamente, adotada com vistas a garantir o uso eficiente de recursos energéticos no país. Com a introdução da competição no segmento de geração de energia e o aumento do número de agentes, optou-se pela manutenção da operação centralizada das centrais geradoras hidrelétricas, objetivando a otimização do uso dos reservatórios e a operação com mínimo custo ao sistema.

A contabilização do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é uma importante aplicação dos valores de energia assegurada. O MRE é um mecanismo financeiro que objetiva compartilhar os riscos hidrológicos que afetam os geradores, na busca de garantir a otimização dos recursos hidrelétricos dos sistemas interligados. A intenção é garantir que todos os geradores dele participantes comercializem a energia assegurada que lhes foi atribuída, independentemente de sua produção instantânea real de energia, desde que as usinas integrantes do MRE, como um todo, tenham gerado energia suficiente para tal, compartilhando os riscos

hidrológicos associados ao despacho centralizado e à otimização do sistema hidrotérmico pelo ONS. Por meio do MRE, portanto, todos os geradores recebem a sua “energia assegurada” (energia de placa). Os geradores que produzirem acima de seus níveis de energia assegurada têm seu excedente retirado. Este excedente é alocado para aqueles geradores que produzirem menos que seus níveis de energia assegurada.

Se a produção total do MRE for inferior ao total de energia assegurada do sistema, a energia, efetivamente gerada, será realocada entre os participantes, proporcionalmente às energias asseguradas destes. Os riscos de indisponibilidade das usinas, de natureza não hidrológica, serão assumidos individualmente pelas usinas participantes, não sendo, portanto, cobertos pelo MRE.

A Agência Nacional de Energia Elétrica –ANEEL-, por meio da Resolução N° 688 de 24 de dezembro de 2003 que aprova as regras de mercado, componentes da versão 3.5, que incorpora incentivo à eficiência de usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE), estabeleceu a aplicação de um Mecanismo de Redução de Energia Assegurada - MRA, caso a disponibilidade verificada de uma usina do MRE seja inferior ao valor de referência considerado no cálculo desta respectiva energia

2.3.3.1 MECANISMO DE REDUÇÃO DE ENERGIA ASSEGURADA - MRA

A Resolução N° 688, portanto, ao aprovar as Regras de Mercado, incorpora o incentivo à eficiência de usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE- e define índices de disponibilidade nas usinas que servirão de base à aplicação do MRA – Mecanismo de Redução de Energia Assegurada. As determinações de destaque da resolução são:

- a) Caso o índice de disponibilidade verificada de uma usina do MRE seja inferior ao valor de referência considerado no cálculo da respectiva energia assegurada, a usina estará sujeita à aplicação do MRA pela Câmara de Comercialização de Energia (CCEE);
- b) Que o ONS deva apurar, mensalmente, os índices de disponibilidade com base nas taxas TEIFa e TEIP e encaminhar o resultado ao CCEE;
- c) No cálculo dos índices de disponibilidade verificada, o ONS poderá desconsiderar períodos atípicos relativos ao início de operação comercial de unidades geradoras, caso justificado adequadamente.

2.3.3.2 CONCEITUAÇÕES DE TEIF E TEIP

A Resolução N.º 688 em seu artigo 3º estabelece as conceituações de Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada Apurada (TEIFa) e de Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada (TEIP).

O cálculo da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada Apurada (TEIFa) deverá ser feito, para cada usina, conforme a seguinte equação:

$$TEIFa = \frac{HDF + HEDF}{HS + HDF + HRD + HDCE} \quad (4)$$

Onde:

HDF = Horas de Desligamento Forçado;

HEDF = Horas Equivalentes de Desligamento Forçado – a unidade opera com potência nominal limitada, associada a uma condição forçada;

HS = Horas em Serviço – a unidade opera sincronizada ao sistema;

HRD = Horas de Reserva Desligada – a unidade não está em serviço por interesse sistêmico, apesar de disponível para operação;

HDCE = Horas Desligadas por Condições Externas – a unidade não está em serviço por causa de condições externas às suas instalações.

O cálculo da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada (TEIP) deverá ser feito, para cada usina, conforme a seguinte equação:

$$TEIP = \frac{HDP + HEDP}{HP} \quad (5)$$

Onde:

HDP = Horas de Desligamento Programado;

HEDP = Horas Equivalentes de Desligamento Programado – a unidade opera com potência nominal limitada, associada a uma condição programada;

HP = Total de Horas do Período de Apuração considerado – mês.

2.3.3.3 ÍNDICES DE DISPONIBILIDADE REGULATÓRIOS

A conceituação de um índice de disponibilidade para aplicação da redução da energia assegurada por redução de disponibilidade é feita conforme segue:

- com relação a cada Usina, “p”, participante do MRE, despachada centralizadamente, em cada Mês de Apuração, “m”, o Índice de Disponibilidade Verificada (ID_{pm}) deverá ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$ID_{pm} = (1 - TEIF_{a_{pm}}) \cdot (1 - TEIP_{pm}) \quad (6)$$

-com relação a cada Usina, “p”, participante do MRE, despachada centralizadamente, em cada Mês de Apuração, “m”, o Índice de Referência de Disponibilidade (ID_REF_{pm}) deverá ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$ID_REF_{pm} = (1 - REF_TEIF_{pm}) \cdot (1 - REF_TEIP_{pm}) \quad (7)$$

-com relação a cada Usina, “p”, participante do MRE, despachada centralizadamente, em cada Mês de Apuração, “m”, o Fator de Disponibilidade (FID_{pm}) deverá ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$FID_{pm} = \min(1, ID_{pm}/ID_REF_{pm}) \quad (8)$$

2.3.3.4 VALORES DE REFERÊNCIA

Os valores de referência REF_TEIF_{pm} e REF_TEIP_{pm} da Tabela 3 foram informados pela ANEEL ao CCEE por meio do Ofício no. 265/2004-SEM/ANEEL, tendo sido baseados em documento do Comitê Nacional Brasileiro da Comissão de Integração Energética Regional (BRACIER).

TABELA 3 – VALORES DE REFERÊNCIA PARA TEIFA E TEIP DE
UNIDADES GERADORAS

POTÊNCIAS	TEIFA	TEIP	ID
10-29 MW	0,0233	0,0686	0,9096984
30-59 MW	0,0167	0,0540	0,9302018
60-199 MW	0,0253	0,0809	0,8958468
>200 MW	0,0292	0,1212	0,853139

2.3.3.5 AGREGAÇÃO POR USINA

Os fatores de agregação definidos pela Resolução N° 688 são:

Temporal: mensal (média de 60 meses)

Espacial: por usina

N (n° de equipamentos): o cálculo da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada Apurada (TEIFa) deverá ser feito para cada usina.

A atual agregação do cálculo pelo ONS, conforme Rotina ONS RO-AO.BR.04, é efetuada por meio de média ponderada dos indicadores, entre os valores apurados de cada Unidade Geradora:

$$TEIFa = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot \left(\frac{HDF+HEDF}{HS+HDF+HRD+HDCE} \right)}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (9)$$

$$TEIP = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot \left(\frac{HDP+HEDP}{HP} \right)}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (10)$$

2.3.3.6 IMPACTOS FINANCEIROS DA REDUÇÃO DE ENERGIA ASSEGURADA

A penalização financeira pela perda de energia assegurada e, consequentemente, o impacto financeiro pode ser calculado valorando a diferença de energia levando-se em conta o valor do Preço das Liquidações de Diferenças (PLD) descontando-se a Tarifa de Energia de Otimização (TEO).

Caso o índice de disponibilidade verificado seja inferior ao valor de disponibilidade de referência, a usina estará sujeita à aplicação do MRA, conforme equação 11:

$$E_{AF} = E_{AI} \cdot FID \quad (11)$$

Nesta expressão, tem-se:

E_{AF} : Energia Assegurada após a aplicação do MRA.

E_{AI} : Energia Assegurada antes da aplicação do MRA.

O PLD é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga, com base no Custo Marginal de Operação (CMO) e limitado por um preço máximo e um mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada submercado; por ele é valorada a energia comercializada no mercado de curto prazo. A responsabilidade pela definição do PLD é da CCEE e baseia-se no CMO. Os submercados são subdivisões do Sistema Interligado Nacional, cujas fronteiras são definidas em função da presença de restrições relevantes de transmissão ao fluxo de energia elétrica no sistema. São quatro os submercados: Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste. Considerados independentes, podem ser redefinidos pela ANEEL. Para cada um deles, são determinados preços e contabilização, o que expõe os agentes ao risco da diferença de preços entre os submercados. O PLD é limitado por valores mínimo e máximo, de acordo com legislação da ANEEL, com validade entre a primeira e a última semana operativa de preços do ano. A ANEEL estabelece, anualmente, o valor da Tarifa de Energia de Otimização (TEO) para pagamento das transferências de energia entre as usinas participantes do MRE, no âmbito da CCEE. A TEO é destinada à cobertura dos custos incrementais incorridos na operação e manutenção das usinas hidrelétricas participantes do MRE, inclusive ao pagamento da compensação pelo uso dos recursos hídricos.

O Impacto Financeiro (IF) é dado pela equação 12.

$$IF = \text{Redução MWh} \times (\text{PLD} - \text{TEO}) \quad (12)$$

Nesta expressão, tem-se:

PLD : preço de liquidação das diferenças.

TEO : tarifa de energia de otimização.

3 CONCEITOS ESTATÍSTICOS E PROBABILÍSTICOS ASSOCIADOS À MODELAGEM DE UNIDADES GERADORAS

Este capítulo apresenta a fundamentação teórica para estimação dos parâmetros de confiabilidade, além dos conceitos estatísticos e probabilísticos associados à modelagem das unidades geradoras (UG's) e utilizados na metodologia de avaliação da confiabilidade de plantas de geração de energia.

3.1 PROPÓSITO DA ESTIMAÇÃO DE ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DE UNIDADES GERADORAS DE UHE'S

Durante as duas últimas décadas, o setor elétrico mundial passou por profundas mudanças que incluíram regulamentação e desregulamentação, formação e estruturação de mercado, desenvolvimento tecnológico e inserção de fontes renováveis alternativas na matriz energética e aspectos políticos. Tais alterações marcaram e modificaram, definitivamente, a composição, regras, incentiva e modelos de negócio levando a questionamentos sobre as medidas de desempenho dos ativos, com o propósito de melhorar a confiabilidade dos equipamentos, abordar as demandas ambientais e, ao mesmo tempo, garantir que o cliente, seja uma distribuidora ou o consumidor final, receba energia elétrica a preços módicos e com confiabilidade (World Energy Council,2010).

Como o setor elétrico continua em evolução, os entes componentes desta indústria têm, pela frente, uma série de decisões e opções a serem feitas, relativas à confiabilidade. Por exemplo, as empresas geradoras de energia farão investimentos, operação, manutenção e ofertas de energia que afetarão a confiabilidade de suprimento. Estas decisões serão influenciadas pelo nível de confiabilidade de referência do mercado. Além disso, as geradoras necessitam aferir suas operações com índices de referência regulatórios e de planta similares e serão monitoradas por agências regulatórias com o intuito de garantir que seus equipamentos atendam às demandas comerciais de fornecimento de energia (BILLINGTON et al,2000).

Neste contexto, o desempenho das unidades geradoras com relação a sua confiabilidade e disponibilidade vem sendo cada vez mais solicitado nas especificações de equipamentos para usinas hidrelétricas, por meio do estabelecimento de valores - limites a serem aferidos durante

o funcionamento da UHE. Esta demanda foi estimulada pelos padrões e boas práticas de coleta e registro das taxas de falha desenvolvidas na indústria de energia elétrica e consequente estabelecimento de referências empresariais e regulatórias. No entanto, a coleta e registro em si não são suficientes, sendo necessário o desenvolvimento de metodologias para modelagem matemática e análise dos dados coletados, baseadas na teoria estatística com sólido fundamento científico (BREIPOHLet al.,1995).

Os índices de confiabilidade estimados a partir das bases de dados têm dois propósitos específicos:

- a) Monitoramento do desempenho das unidades geradoras para:
 - I. Comparar o desempenho de uma unidade geradora específica com a média de desempenho de uma unidade geradora similar a fim de determinar uma possibilidade de melhora no desempenho.
 - II. Monitorar as tendências de desempenho e eventuais mudanças criadas por mudanças de projeto, mudanças de procedimentos de operação e manutenção;
 - III. Prover uma referência para contratos com obrigações de capacidade e consequentes aferições comerciais (realizado x planejado);
 - IV. Prover uma base para taxas de incentivo e penalidades para desempenho de uma unidade geradora ou um grupo de unidades (realizado x planejado).
- b) Previsão do desempenho das unidades geradoras para:
 - I. Referenciar estudo de planejamento dos sistemas de potência e, especificamente, do planejamento de novas instalações de geração hidrelétrica;
 - II. Referenciar o desempenho de novas unidades a serem instaladas, quando comparadas com unidades similares já instaladas.
 - III. Referenciar a criação de padrões e normas de confiabilidade e disponibilidade de unidades geradoras.

3.2 CONCEITOS ESTATÍSTICOS ASSOCIADOS À ESTIMAÇÃO DE ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DE UNIDADES GERADORAS DE UHE'S

A análise de dados e a modelagem de desempenho de sistemas têm sido usadas há mais de 7000 anos, quando o homem primitivo aprendeu a observar o movimento do Sol, Lua e estrelas e prever ou inferir seus comportamentos com o intuito de planejar e executar ações como plantio e colheita de cereais ou se preparar para o inverno (REDDY, 2011). Na essência científica e, de forma geral, desde os tempos primitivos, o ser humano busca, por meio da observação de eventos e acontecimentos, inferir modelos que lhe permitam planejar suas ações e tomar decisões. Como ciência, a estatística tem, por objetivo, a coleta, redução, análise e modelagem de dados para permitir previsões que levem à tomada de decisões (BUSSAB, MORETTIN, 2012).

A análise estatística do banco de dados do ONS com as informações de TEIFa e TEIP para cada uma das usinas tem, no contexto deste trabalho, o objetivo de confirmar a adequação para previsão de desempenho das UG's e estimar quais são os valores típicos e variâncias dos estimadores, além de determinar a eventual correlação entre estes estimadores e as características físicas e de projeto das UG's, sendo, portanto, aplicáveis às seguintes técnicas estatísticas (REDDY, 2011):

- a) Análise exploratória e descritiva de dados: implica na realização de pesquisa numérica nos dados e métodos de desenvolvimento para a seleção, organização, resumo e detecção de tendências básicas, por meio de gráficos, tabelas e medidas de representação numérica dos dados, que ajudam na caracterização e geração de conhecimento;
- b) Inferência Estatística: envolve fazer inferências ou calcular incertezas e intervalos de confiança sobre populações ou amostras selecionadas. Abarca, também, regressão, parâmetros de modelos e previsão por meio de modelos que necessitam de avaliação quanto à incerteza;
- c) Estimação: envolve identificar, por meio de medições de parâmetros ou variáveis regressoras que afetam o resultado, reação ou saída de um sistema ou

fenômeno qualitativa e quantitativamente e a correlação entre causa e efeito usando regressão. Implica, também, a utilização desta correlação para prever o comportamento do sistema em condições de operação futura.

Dados podem ser classificados de diferentes formas. Uma delas é definida a seguir (REDDY, 2011; BUSSAB, MORETTIN, 2012):

- a) Dados qualitativos: representam uma qualidade do indivíduo pesquisado
 - i. Dados categóricos (também chamados nominais, qualitativos): têm qualidades ou atributos não numéricos que pertencem a uma ou mais categorias;
 - ii. Dados ordinais: dados que podem ser ordenados.
- b) Dados quantitativos: dados obtidos de medidas e que representam uma quantidade:
 - i. Dados discretos: podem assumir um valor contável e finito;
 - ii. Dados contínuos: podem assumir qualquer valor dentro de uma faixa.

Estes dados são, de maneira geral, originados de amostras de indivíduos ou objetos que fazem parte de populações. Uma população consiste da totalidade de indivíduos, objetos ou observações e pode ser finita ou infinita. Frequentemente, uma distribuição de probabilidade é usada para representar ou modelar a população. Na maioria das situações é impossível ou impraticável observar a população inteira. Eventualmente, alguns indivíduos desta população não existem ainda no momento em que algum tipo de decisão deve ser tomado; então, até certo ponto, a população deve ser vista como um conceito. Assim, o processo decisório depende de um subconjunto de observações selecionadas da população. Este subconjunto é denominado amostra (MONTGOMERY, RUNGER, 2012). Historicamente, medidas são obtidas de uma amostra de pessoas e generalizadas para uma população, resultando em erros amostrais. Todavia, se a amostra é representativa e apropriadamente selecionada, os erros podem ser quantificados e, a amostra, corretamente dimensionada. Em alguns casos, uma amostra é selecionada de uma população bem definida e, em outros, a população é conceitual, mas entendida como réplica futura de objetos da amostra. Na sociedade moderna, produtos e processos são projetados baseados nas leis da física, partindo de abordagem conceitual a uma aplicação específica (BLANCHARD; FABYCKY, 2011). É importante também, a partir de abordagens limitadas e específicas, fazer a inferência e formulação de ideias na direção oposta, ou seja, em termos mais gerais. Esta abordagem, em termos estatísticos, derivando conclusões

a partir de uma amostra para toda população, é chamada inferência estatística, como ilustrado na figura 17 (BUSSAB, MORETTIN, 2012):

Figura 17. Processo de análise descritiva e inferência estatística, adaptado de (MONTGOMERY, RUNGER, 2012).

3.2.1 ANÁLISE EXPLORATÓRIA E DESCRITIVA DE DADOS

Métodos estatísticos são usados para descrever e entender a variabilidade dos processos e experimentos aleatórios, em que observações de um sistema ou fenômeno não produzem, exatamente, os mesmos resultados. A estatística fornece uma estrutura para descrever esta variabilidade e suporta a identificação das suas principais fontes, permitindo a organização e resumo de forma a facilitar a sua interpretação e subsequente análise.

A análise estatística disponibiliza ferramentas essenciais como medidas de resumo e gráficos que focam a atenção de pesquisadores para as características de um conjunto de dados, amostra ou população e orienta a adoção de um modelo na resolução de um problema. Entre estas ferramentas estão as medidas de posição, as medidas de dispersão e os gráficos de caixa.

3.2.1.1 OUTLIERS

Eventualmente, as medidas de tendência central e variabilidade podem não ser adequadas para representar um conjunto de dados na presença de valores extremos. Como alternativa, podem ser utilizadas medidas como o quartil, que dividem o conjunto de dados, como ilustrado na figura 18, disposto em ordem crescente em quatro partes de dimensões iguais

Figura 18. Quartis (adaptado de FÁVERO et al,2009).

O primeiro quartil- Q_1 significa que 25% dos dados são inferiores a ele ou que, 75% dos dados lhe são superiores; o segundo quartil- Q_2 corresponde à mediana, com 50% dos dados inferiores a Q_2 e o terceiro quartil- Q_3 significa que 75% dos dados são inferiores a ele.

A diferença $Q_3 - Q_1$ é chamada de intervalo interquartil.

Os quartis auxiliam o pesquisador a visualizar e analisar, qualitativamente, a existência de valores extremos do conjunto de dados, os *outliers*, conforme os critérios relativos ao intervalo interquartil. O valor X^* é considerado um *outlier* quando (FÁVERO et al,2009; BUSSSAB,MORETTIN,2012):

$$X^* < Q_1 - 1,5. (Q_3 - Q_1) \quad (13)$$

$$X^* > Q_3 + 1,5. (Q_3 - Q_1) \quad (14)$$

O valor X^* é considerado um *outlier* extremo quando:

$$X^* < Q_1 - 3. (Q_3 - Q_1) \quad (15)$$

$$X^* > Q_3 + 3. (Q_3 - Q_1) \quad (16)$$

O objetivo da análise de dados determina se os outliers serão tratados ou não e, no primeiro caso, qual a forma de tratamento. Entre as formas usuais de tratamento de dados podemos citar:

- a) A eliminação, quando a observação for única ou um outlier;
- b) A substituição pela média, quando forem em número significativo;
- c) A substituição por valores de uma regressão, eliminando, ordenadamente, um número igual de observações de cada lado da distribuição.

3.2.1.2 GRÁFICOS DE CAIXA (BOX PLOTS)

Em 1977, John Tukey (1977) publicou uma proposta que, posteriormente, foi reconhecida como sendo um eficiente método para mostrar cinco números que sumarizam um conjunto de dados. O gráfico proposto é chamado de gráfico de caixa (também conhecido como “box and whisker plot”) e resume as seguintes medidas estatísticas:

- a) Mediana;
- b) Quartis superior e inferior;
- c) Valores mínimos e máximos.

O “boxplot” (gráfico de caixa) é um gráfico utilizado para avaliar a distribuição empírica dos dados (MCGILL et al,1978;FRIGGE et al.,1989).

O “boxplot” é formado pelo primeiro e terceiro quartis e pela mediana. As hastes inferiores e superiores estendem-se, respectivamente, do quartil inferior até o menor valor não inferior ao limite inferior e do quartil superior até o maior valor não superior ao limite superior.

O “boxplot” pode, ainda, ser utilizado para uma comparação visual entre dois ou mais grupos. Por exemplo: duas ou mais caixas são colocadas lado a lado e se compara a variabilidade entre elas, a mediana e assim por diante. Outro ponto importante é a diferença entre os quartis, que é uma medida da variabilidade dos dados (BENJAMINI, Y.,1988).

A Figura 19 apresenta um exemplo do formato de um “boxplot”, onde o retângulo inclui os valores das medianas e dos quartis. A partir do retângulo, para cima, segue uma linha até o limite superior que não exceda $Q_3 + 1,5 \cdot (Q_3 - Q_1)$. De modo similar, para baixo, a linha segue até o limite inferior sem exceder $Q_1 - 1,5 \cdot (Q_3 - Q_1)$. Os dados que estiverem acima do limite superior e abaixo do limite inferior são chamados de pontos exteriores e representados por círculos ou asteriscos. Para este caso, os pontos fora destes limites são considerados valores discrepantes ou *outliers* e são denotados por círculos ou, no caso de *outliers* extremos ou significativos, por asteriscos (*).

Figura 19. Gráfico de Caixa, adaptado de (FRIGGE et al.,1989).

3.2.2 INFERÊNCIA ESTATÍSTICA E ESTIMAÇÃO

O objetivo da inferência estatística é produzir afirmações sobre dada característica de uma população, a partir de dados de uma amostra representativa (BUSSAB, MORETTIN, 2012). No entanto, é necessário que a amostra (s) seja (m) obtida (s) por processos adequados para garantir que seja (m) representativa (s) da população, quer dizer, contenha (m) as mesmas características básicas da população, com respeito à variável de interesse.

Quando a população é composta por um número distinto de categorias, a amostragem pode ser organizada em diferentes estratos, como uma subpopulação independente, em que elementos podem ser aleatoriamente selecionados. Esta abordagem tem a vantagem de permitir inferências sobre os subgrupos, que não seriam ressaltadas numa amostra generalizada e, eventualmente, pode conduzir a estimativas mais eficientes, desde que os estratos sejam selecionados com base em critérios definidos (NETO, 2002).

Embora a população real possa ser constituída por pessoas, empresas, animais, etc., as pesquisas estatísticas buscam informações sobre determinadas características dos sujeitos, características essas que podem ser representadas por números. Sendo assim, a cada sujeito da população está associado um número. A população de uma pesquisa estatística pode ser representada por uma variável aleatória X , que descreve a característica de interesse.

Um parâmetro é uma medida usada para descrever uma característica de uma população, como por exemplo, a média $E(X)$ e sua variância $Var(X)$ (BUSSAB, MORETTIN, 2012). O parâmetro de interesse da população será representado por θ .

Uma amostra de tamanho n de uma variável aleatória X (população) é um conjunto de n variáveis aleatórias $X_1, X_2, \dots, X_n$ independentes e identicamente distribuídas.

Logo, qualquer função das observações em uma amostra aleatória, definida como estatística, é também uma variável aleatória. A estatística será representada por Θ .

As estatísticas mais comuns são:

$$\bar{X} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i \quad : \text{Média da Amostra} \quad (17)$$

$$S^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2 \quad : \text{Variância da Amostra} \quad (18)$$

A tabela 4 resume os principais símbolos dos parâmetros e estatísticas:

TABELA 4 – SÍMBOLOS DE ALGUNS PARÂMETROS E ESTATÍSTICAS

Característica	População(parâmetro θ)	Amostra(estatística Θ)
Média	$\mu=E(X)$	$\bar{X}=\frac{1}{n}\sum_{i=1}^n X_i$
Mediana	$Md=Q_2$	$md=q_2$
Variância	$\sigma^2=Var(X)$	$S^2 = \frac{1}{n-1}\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2$
Nº de elementos	N	n

Na prática, a pesquisa dos dados da amostra por meio da inferência estatística tem, como objetivo, calcular um número que seja representativo de alguma característica da população. Se X for uma variável aleatória com distribuição de probabilidades $f(x)$, caracterizada por um parâmetro desconhecido θ , e se $X_1, X_2, \dots, X_n$ for uma amostra aleatória de tamanho n de X , então a estatística $\Theta=h(X_1, X_2, \dots, X_n)$ é definida como estimador pontual de θ (MONTGOMERY, RUNGER, 2012). Estimativa é o valor assumido pelo estimador em uma amostra particular.

O problema da estimação é determinar uma função $\Theta=h(X_1, X_2, \dots, X_n)$ que seja próxima de θ , seguindo alguns critérios (NETO, 2002):

- Que o estimador Θ seja não tendencioso para θ se $E(\Theta) = \theta$ para todo θ . Se o estimador for tendencioso, a diferença $E(\Theta) - \theta$ é chamada de tendência do estimador Θ ;
- Que a sequência $\{\Theta_n\}$ de estimadores de um parâmetro θ seja consistente, para todo $\varepsilon > 0$, $P\{|\Theta_n - \theta| > \varepsilon\} \rightarrow 0, n \rightarrow \infty$;
- Que o estimador seja eficiente dado que se Θ e Θ' são dois estimadores não tendenciosos de um parâmetro θ e $Var(\Theta) < Var(\Theta')$, então Θ é um estimador mais eficiente que Θ' .

Considerando todos os estimadores de θ , aquele com a menor variância é chamado de estimador não tendencioso de variância mínima. Outra medida de precisão de um estimador é o erro padrão, que é o desvio padrão do estimador:

$$\sigma_{\theta} = \sqrt{Var(\Theta)} \quad (19)$$

No entanto, um estimador pontual não fornece uma medida de certeza ou incerteza sobre a estimativa obtida (FÁVERO et al.,2009). Uma solução para este problema é definir um conjunto de intervalos de valores que contenham o verdadeiro parâmetro da população com um nível de significância α . Assim, uma estimativa por intervalos para Θ é obtida pelo intervalo] $\theta-k$; $\theta+k$ [de modo que a probabilidade $P(\theta-k < \Theta < \theta+k) = 1 - \alpha$.

3.2.3 TESTE DE HIPÓTESES

Por meio da inferência estatística é possível, também, verificar se os dados amostrais trazem evidências que apoiam, ou não, uma hipótese formulada. Se estes testes assumem premissas sobre a distribuição de parâmetros da população são denominados paramétricos, ou seja, neste caso, conhece-se a distribuição que melhor representa os dados analisados e as variáveis são quantitativas. Caso a distribuição não seja conhecida e as variáveis sejam ordinais ou nominais, pode-se aplicar testes não paramétricos.

Ao coletar uma amostra de uma população qualquer com uma variável X associada, faz-se uma hipótese sobre determinado parâmetro θ desta população. Assim, define-se a hipótese a ser testada, chamada hipótese nula (BUSSAB, MORETTIN, 2012):

$$H_0: \theta = \theta_0 \quad (20)$$

A outra hipótese é a hipótese alternativa H_1 , caso H_0 seja rejeitada:

$$H_1: \theta \neq \theta_0 \quad (21)$$

Outras formas de hipóteses alternativas seriam:

$$H_1: \theta < \theta_0 \quad \text{ou} \quad H_1: \theta > \theta_0 \quad (22)$$

Na formulação das hipóteses dois erros podem ser cometidos:

- a) Erro do tipo I: rejeitar a hipótese nula quando esta é verdadeira. A probabilidade deste tipo de erro é designada por α :

$$P(\text{erro do tipo I}) = P(\text{rejeitar } H_0 | H_0 \text{ é verdadeira}) = \alpha \quad (23)$$

- b) Erro do tipo II: não rejeitar a hipótese nula quando esta é falsa. A probabilidade deste tipo de erro é designada por β :

$$P(\text{erro do tipo II}) = P(\text{não rejeitar } H_0 | H_0 \text{ é falsa}) = \beta \quad (24)$$

O método para a construção de testes de hipóteses é constituído pelas seguintes etapas:

- a) Definir a hipótese H_0 e a hipótese alternativa H_1 ;
- b) Definir o nível de significância;

- c) Escolher o teste adequado;
- d) Fixar a região crítica do teste em função do nível de significância estabelecido no item b;
- e) Se o valor da estatística pertencer à região crítica, rejeita-se H_0 ; caso contrário, não se rejeita H_0 .

Dentre os diversos testes existentes, os mais utilizados na estimação de parâmetros e estatística em disciplinas de engenharia e administração são aqueles relacionados com a normalidade da distribuição, dada a importância desta distribuição como premissa de muitos procedimentos estatísticos (RAZALI, NORNADIAH; WAH, YAP BEE, 2011). Dentre os testes gráficos e formais, os mais comuns em softwares estatísticos são os testes de Kolmogorov–Smirnov e Shapiro-Wilk. Além destes, outros testes importantes são aqueles que testam a homogeneidade entre amostras, como o teste de Levene.

3.2.3.1 TESTE DE KOLMOGOROV-SMIRNOV

O teste Kolmogorov-Smirnov(K-S) é usado para determinar se duas distribuições de probabilidades subjacentes diferem uma da outra ou se uma das distribuições de probabilidades subjacentes difere da distribuição em hipótese; em qualquer dos casos, com base em amostras finitas. O objetivo é determinar que uma amostra é proveniente da distribuição normal com média μ e desvio padrão σ , $N(\mu, \sigma)$ (FÁVERO et al., 2009). O teste de K-S é utilizado quando média e desvio padrão de uma população são conhecidos.

Se $F_{\text{esp}}(X)$ é uma função de distribuição esperada normal de frequências relativas acumuladas da variável X , em que $F_{\text{esp}}(X) \sim N(\mu, \sigma)$ e $F_{\text{obs}}(X)$ a distribuição observada da variável X , deve-se testar se $F_{\text{esp}}(X) = F_{\text{obs}}(X)$ contra a alternativa $F_{\text{esp}}(X) \neq F_{\text{obs}}(X)$.

A estatística do teste é:

$$D_{\text{cal}} = \max\{|F_{\text{esp}}(X_i) - F_{\text{obs}}(X_i)|; |F_{\text{esp}}(X_i) - F_{\text{obs}}(X_{i-1})|\}, \text{ para } i = 1, 2, \dots, n \quad (25)$$

O procedimento pode ser realizado com os seguintes passos:

- a) Definir a hipótese H_0 , que sugere que a amostra provém de uma distribuição normal $N(\mu, \sigma)$ e a hipótese alternativa H_1 , que sugere o contrário

- b) Definir o nível de significância α ;
- c) Escolher o teste K-S;
- d) Para o determinado nível de significância estabelecer a região crítica do teste, baseado nos valores calculados da estatística (D_{cal}) e nos valores críticos D_c
- e) Se o valor da estatística pertencer à região crítica, isto é $D_{cal} > D_c$, rejeita-se H_0 ; caso contrário, não se rejeita H_0 e conclui-se que a amostra tem uma distribuição normal.

3.2.3.2 TESTE DE SHAPIRO-WILK

O teste de Shapiro-Wilk é usado como alternativa ao teste K-S para pequenas amostras, em que o número de componentes é menor que 30 (FÁVERO et al., 2009).

A estatística do teste é:

$$W_{cal} = \frac{b^2}{\sum_{i=1}^{N/2} (X_i - \bar{X})^2}, \text{ para } i = 1, 2, \dots, n \quad (26)$$

$$b = \sum_{i=1}^{N/2} a_{n-i+1} \cdot (X_{a_{n-i+1}} - X_i), \text{ para } i = 1, 2, \dots, n \quad (27)$$

Em que:

X_i são os valores de X dispostos em ordem crescente;

$\bar{X}$ é a média de X;

a_{n-i+1} são constantes geradas a partir da média, variância e covariância de n ordens com a distribuição normal reduzida $N(0,1)$;

Valores de W_{cal} menores que os valores críticos W_c indicam que a distribuição não é normal.

O procedimento pode ser realizado com os seguintes passos:

- a) Definir a hipótese *que* sugere que a amostra provém de uma distribuição normal $N(\mu, \sigma)$ e a hipótese alternativa H_1 , que sugere o contrário
- b) Definir o nível de significância α ;
- c) Para $n < 30$, utilizar a o Shapiro-Wilk;

- d) Para o determinado nível de significância estabelecer a região crítica do teste, baseado nos valores calculados da estatística (W_{cal}) e dos valores críticos W_c ; (conferir com o da pg. 67)
- e) Se o valor da estatística pertencer à região crítica, isto é $W_{cal} < W_c$, rejeita-se H_0 ; caso contrário, não se rejeita H_0 e conclui-se que a amostra tem uma distribuição normal.

3.2.3.3 TESTE DE LEVENE

Ao analisar duas ou mais amostras de uma população, uma suposição estatística é a homogeneidade de suas variâncias (BUSSAB, MORETTIN, 2012) que pode ser confirmada pelo teste de Levene (LEVENE, 1960). A hipótese nula deste teste afirma que as variâncias populacionais, estimadas a partir de k amostras representativas são homogêneas e iguais, enquanto a hipótese alternativa afirma que, pelo menos, uma variância é diferente das demais:

$$H_0: \sigma_1^2 = \sigma_2^2 = \dots = \sigma_k^2 \quad (28)$$

$$H_1: \exists i, j \sigma_i^2 \neq \sigma_j^2 \quad (29)$$

A estatística do teste de Levene é:

$$W_{cal} = \frac{(N-k)}{(k-1)} \cdot \frac{\sum_{i=1}^k n_i (\bar{Z}_i - \bar{Z})^2}{\sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^{n_i} (Z_{ij} - \bar{Z}_i)^2} \sim F_{k-1, N-k, \alpha} \quad (30)$$

Em que:

n_i é a dimensão de cada uma das k amostras ($i=1, \dots, k$);

N é a dimensão da amostra global ($N=n_1+n_2+\dots+n_k$);

$Z_{ij} = |X_{ij} - \bar{X}_i|, i=1, \dots, k$ e $j=1, \dots, n_i$;

$\bar{Z}_i$ é a média de Z_i na amostra i ;

$\bar{Z}$ é a média de Z_i na amostra global;

$F_{k-1, N-k, \alpha}$ é a distribuição F de Fisher-Snedecor com $k-1$ graus de liberdade no numerador e $N-k$ graus de liberdade no denominador a um nível α de significância.

O procedimento para aplicação do teste de Levene é:

- Definir a hipótese H_0 , que sugere ser as variâncias das k amostras homogêneas e a hipótese alternativa H_1 , que sugere o contrário;
- Definir o nível de significância α ;
- A estatística escolhida é o teste de Levene;

- d) Para o determinado nível de significância estabelecer a região crítica do teste ,baseado nos valores da distribuição F, isto é, $F_c = F_{k-1, N-k, \alpha}$
- e) Calcular o valor da estatística W_{cal} ;
- f) Se o valor da estatística pertencer à região crítica, isto é $W_{cal} > F_c$, rejeita-se H_0 ; caso contrário, não se rejeita H_0 e conclui-se que as amostras são homogêneas em relação as suas respectivas variâncias.

3.2.3.4 ANOVA (ANALYSIS OF VARIANCE)

A ANOVA é um teste utilizado para comparar a média de duas ou mais populações, buscando determinar a variabilidade da amostra (BUSSAB, MORETTIN, 2012). Para que a hipótese nula seja rejeitada, basta que exista, pelo menos, um grupo com média diferente das demais:

$$H_0: \mu_1 = \mu_2 = \dots = \mu_k \quad (31)$$

$$H_1: \exists_{i,j} \mu_i \neq \mu_j \quad (32)$$

De uma forma genérica, as observações para este tipo de problema podem ser representadas de acordo com a tabela X:

TABELA 5 – OBSERVAÇÕES DA ANOVA

Amostras ou Grupos			
1	2	...	k
y_{11}	y_{12}	...	y_{1k}
y_{21}	y_{22}	...	y_{2k}
...	...	...	...
y_{n11}	y_{n22}	...	y_{nkk}

em que Y_{ij} representa a observação i da amostra do grupo j ($i=1, \dots, n_j$; $j=1, \dots, k$) e n_j é a dimensão da amostra ou grupo j . A dimensão da amostra global é:

$$N = \sum_{i=1}^k n_i \quad (33)$$

O modelo é representado por:

$$Y_{ij} = \mu_i + \varepsilon_{ij} \quad (34)$$

$$Y_{ij} = \mu_i + (\mu_i - \mu) * \varepsilon_{ij} \quad (35)$$

$$Y_{ij} = \mu_i + \alpha_i + \varepsilon_{ij} \quad (36)$$

Onde:

μ representa a média global da amostra;

μ_i representa a média da amostra i ;

α_i representa o efeito da amostra i ;

ε_{ij} é o erro aleatório.

Neste teste assume-se que cada amostra provém de uma distribuição normal com média μ_i e com variância homogênea $Y_{ij} \sim N(\mu, \sigma)$, resultando na hipótese de que os erros têm distribuição normal com média zero e variância constante, $\varepsilon_{ij} \sim N(0, \sigma)$, sendo independentes.

A técnica de analisar as variâncias das amostras ou grupos envolve o cálculo da variação entre os mesmos ($\bar{Y}_i - \bar{Y}$) e dentro de cada grupo ($Y_{ij} - \bar{Y}_i$). A soma dos quadrados dos erros (SQE) dentro dos grupos é dada por:

$$SQE = \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^{n_j} (Y_{ij} - \bar{Y}_i)^2 \quad (37)$$

A soma dos quadrados dos erros entre as amostras é:

$$SQF = \sum_{i=1}^k n_i (\bar{Y}_i - \bar{Y})^2 \quad (38)$$

A soma total é:

$$SQT = SQE + SQF = \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^{n_j} (Y_{ij} - \bar{Y})^2 \quad (39)$$

A estatística da ANOVA é dada pela divisão entre a variância dos quadrados dos erros entre os grupos e a variância dos erros:

$$F_{cal} = \frac{(N-k) \cdot SQF}{(k-1) \cdot SQE} \quad (40)$$

O procedimento para aplicação do teste ANOVA é:

- Definir a hipótese H_0 , que sugere serem as médias das amostras iguais e a hipótese alternativa H_1 , que sugere ao menos umas das médias das amostras diferir das outras;
- Definir o nível de significância α ;
- A estatística escolhida é o teste F;
- Para o determinado nível de significância estabelecer a região crítica do teste, baseado nos valores da distribuição F, isto é, $F_c = F_{k-1, N-k, \alpha}$;
- Calcular o valor da estatística F_{cal} ;

- f) Se o valor da estatística pertencer à região crítica, isto é $F_{cal} > F_c$, rejeita-se H_0 ; caso contrário, não se rejeita H_0 e conclui-se que as amostras têm médias iguais.

3.2.4 ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA

O efeito dos parâmetros de confiabilidade e disponibilidade sobre a geração de energia elétrica é um assunto amplamente discutido na literatura da área (VARDI, AVITZHAK, 1981; BILLINGTON, ALLAN, 1984; BILLINGTON, 1970; BILLINGTON, RINGLEE, WOOD, 1978; CAMRGO, 1981). Para o correto tratamento dos estados de produção que uma UHE pode assumir, algumas taxas de confiabilidade e disponibilidade são utilizadas. Essas definições são, brevemente, apresentadas a seguir.

A confiabilidade de um sistema é a probabilidade de ele não falhar durante um período de tempo de interesse e sob condições operacionais especificadas. A manutenibilidade é a probabilidade de ser reparado durante um período de interesse sob condições especificadas.

Essas probabilidades podem ser calculadas por meio das distribuições de probabilidade adequadas contendo os parâmetros de taxa de falha e de reparo medidos nas centrais. A confiabilidade e a manutenibilidade são parâmetros que definem a disponibilidade inerente de um sistema, sendo esta disponibilidade sempre maior que a disponibilidade operacional real, pois ainda precisam ser considerados os efeitos de atraso logístico e administrativo sob controle da gerência da manutenção das centrais.

Falhas ou contingências que levam uma UHE a uma indisponibilidade são variáveis aleatórias que seguem um comportamento probabilístico e são desta forma, tratadas por meio de uma modelagem com distribuições de probabilidade adequadas como, por exemplo, distribuições de Weibull ou exponencial. Após uma parada, o retorno à operação também é influenciado por fatores não planejados. Uma manutenção programada pode ter um tempo pré-definido, mas falhas eventuais demandam períodos de tempo a priori indefinidos, que dependem do tipo e extensão da falha. Estes períodos de tempo também podem ser tratados de maneira probabilística. Essas medidas possuem unidade de tempo. Neste trabalho, a unidade horas é utilizada para todas as medidas de tempo. As medidas, a seguir, são as mais utilizadas para a estimativa da confiabilidade e da disponibilidade de um sistema (BILLINGTON, ALLAN, 1983):

- a) **Tempo médio para a falha, MTTF (Mean Time to Failure):** é o valor médio do tempo que um sistema não reparável leva para falhar depois de ser colocado em operação. Este tempo é o valor médio da distribuição de probabilidades dos valores de tempo para a falha do sistema observada durante um período de tempo;
- b) **Tempo médio para o reparo, MTTR (Mean Time to Repair):** é o valor médio do tempo despendido para reparar o sistema após uma falha e colocá-lo de volta em operação. Assim como o MTTF, este tempo é o valor médio da distribuição de probabilidades dos valores de tempo para o reparo do sistema observado durante um período de tempo;
- c) **Tempo médio entre falhas, MTBF (Mean Time between Failures):** é o valor médio do tempo que um sistema reparável leva para falhar depois de ser colocado em operação. Este tempo é o valor médio da distribuição de probabilidades dos valores de tempo entre falhas do sistema observadas durante um período de tempo. Uma UHE de geração pode ser considerada um sistema reparável;
- d) **Taxa de falha esperada, λ :** a taxa de falha é o inverso do tempo médio entre falhas para sistemas reparáveis. A relação $\lambda = 1/MTBF$ é válida para distribuições de tempo que seguem a forma exponencial. Para o caso de sistemas complexos, como UHE's, essa distribuição é adequada, ou o inverso do tempo médio para a falha para sistemas não reparáveis, e diz qual é a ocorrência esperada de falhas para um determinado período de tempo (número de falhas por hora, por ano, etc.);
- e) **Taxa de reparo esperada, μ :** a taxa de reparo é o inverso do tempo médio para o reparo e diz qual é a ocorrência esperada de reparos para um determinado período de tempo (número de reparos por hora, por ano, etc.).

Cada uma destas taxas pode ser apropriadamente calculada a partir de dados e com o cálculo adequado dos parâmetros das distribuições de probabilidade que melhor descrevem o comportamento dos tempos descritos.

O valor esperado de uma função densidade de falha é, frequentemente, designado em confiabilidade como tempo médio para falha (mean time to failure - MTTF).

De acordo com esta definição tem-se que:

$$MTTF = \int_0^{\infty} t \cdot f(t) \cdot dt \quad (41)$$

Desde que: $R(t) = 1 - Q(t)$ temos:

$$\frac{d}{dt} R(t) = \frac{d}{dt} Q(t) = -f(t) \quad (42)$$

e

$$MTTF = - \int_0^{\infty} t \cdot \frac{d}{dt} R(t) \cdot dt \quad (43)$$

Assumindo que o componente funciona corretamente em $t = 0$, tem-se:

$$R(0) = 1 \quad (44)$$

e

$$\lim_{t \rightarrow \infty} R(t) = 0 \quad (45)$$

Considerando também que a área sob a função de falha tende a ∞ com $t \rightarrow \infty$ resulta:

$$R(t) = e^{-\int_0^t \lambda(\varepsilon) \cdot d\varepsilon} \quad (46)$$

e

$$\lim_{x \rightarrow \infty} x \cdot e^{-x} \quad (47)$$

Garante que:

$$\lim_{t \rightarrow \infty} t \cdot R(t) = 0 \quad (48)$$

Resultando em

$$MTTF = \int_0^{\infty} R(t) dt \quad (49)$$

Considerando uma taxa de falhas constante e $R(t) = e^{-\lambda \cdot t}$, temos:

$$MTTF = \int_0^{\infty} e^{-\lambda \cdot t} dt \quad (50)$$

$$MTTF = \left[-\left(\frac{1}{\lambda}\right) e^{-\lambda \cdot t} \right]_0^{\infty} \quad (51)$$

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} \quad (52)$$

3.2.5 MODELAGEM DA DISPONIBILIDADE DE UM COMPONENTE UTILIZANDO O PROCESSO DE MARKOV

Um processo de Markov é um modelo matemático útil no estudo da disponibilidade de componentes e sistemas. Os conceitos básicos do processo de Markov estão no estado do componente (operando, falho) e nas transições (de operando para falho em razão de falha, de falho para operante em função de reparo). Qualquer processo de Markov é definido por um conjunto de probabilidades p_{ij} que define a probabilidade de transição de qualquer estado i para qualquer estado j . Uma das características mais importantes de processo é que a probabilidade de transição p_{ij} depende, unicamente, dos estados i e j , e é completamente independente dos estados anteriores. Na modelagem de sistemas, utilizando o processo de Markov, são adotadas as seguintes premissas:

- A probabilidade de que uma falha ocorra num instante $(t, t+dt)$ é $\lambda \cdot dt$;
- A probabilidade de que um reparo ocorra num instante $(t, t+dt)$ é $\mu \cdot dt$;
- A probabilidade de duas ou mais falhas ocorrerem simultaneamente é zero;
- Cada evento de falha ou reparo é independente de outros eventos;
- As taxas de falhas e reparos são constantes;

A representação do processo de Markov pode ser vista na figura 20

Figura 20. Representação de um Processo de Markov para um componente.

Onde:

S_0 = Estado 0 = O componente está funcionando e disponível

S_1 = Estado 1 = O componente falhou e está em reparo

λ = taxa de falhas do componente

μ = taxa de reparo dos componentes

A partir deste modelo, tem-se a seguinte matriz de transição:

$$P = \begin{pmatrix} 1-\lambda & \lambda \\ \mu & 1-\mu \end{pmatrix} \quad (53)$$

A disponibilidade instantânea do componente é:

$$A(t) = P_0(t) \text{ (probabilidade de estar operando em um instante } t) \quad (54)$$

$$\text{e} \quad P_0(t) + P_1(t) = 1 \text{ (o componente está operando ou em reparo em } t) \quad (55)$$

As equações diferenciais que descrevem o comportamento estocástico do componente podem ser deduzidas da seguinte forma: a probabilidade de que o sistema esteja no estado 0 no instante $t+dt$ é derivada da probabilidade de que o componente estava no estado 0 no instante t e não falhou em $(t, t+dt)$, ou, que estava no estado 1 no instante t e, reparado, retornou ao estado 0 em $(t, t+dt)$. Matematicamente, tem-se:

$$P_0(t + dt) = P_0(t) \cdot (1 - \lambda \cdot dt) + P_1(t) \cdot \mu dt \quad (56)$$

Da mesma forma, a probabilidade de que o componente esteja no estado 1 no instante $t+dt$ é derivada da probabilidade de que o componente estava no estado 0 no instante t e falhou em $(t, t+dt)$ ou, estava no estado 1 no instante t e o reparo ainda não se completou em $(t, t+dt)$. Então:

$$P_1(t + dt) = P_0(t) \lambda \cdot dt + P_1(t) \cdot (1 - \mu \cdot dt) \quad (57)$$

As equações diferenciais são encontradas por meio do limite da expressão:

$$\frac{P_i(t+dt) - P_i}{dt} \quad (58)$$

que resulta:

$$P'_0(t) = -\lambda \cdot P_0(t) + \mu \cdot P_1(t)$$

$$P'_1(t) = \lambda \cdot P_0(t) - \mu \cdot P_1(t)$$

Resolvendo este sistema de equações diferenciais, tem-se que:

$$P_0(t) = A(t) = \underbrace{\frac{\mu}{\lambda + \mu}}_{\text{Componente Permanente}} + \underbrace{\frac{\lambda}{\lambda + \mu} e^{-(\lambda + \mu)t}}_{\text{Componente Transitório}} \quad (59)$$

$$P_I(t) = U(t) = \underbrace{\frac{\lambda}{\lambda + \mu}}_{\text{Componente Permanente}} - \underbrace{\frac{\lambda}{\lambda + \mu}}_{\text{Componente Transitório}} e^{-(\lambda + \mu)t} \quad (60)$$

A disponibilidade e a indisponibilidade de um sistema podem ser calculadas com as equações 57 e 58 acima, quando se considera que a disponibilidade é um fenômeno estocástico, ou seja, um fenômeno que varia de maneira não completamente determinística e de previsão inexata, em certo grau. Normalmente, em sistemas de potência são utilizadas cadeias de Markov para a modelagem da disponibilidade de um sistema. A Figura 21 esquematiza o caso da modelagem de um sistema que assume dois estados, em operação e fora de operação.

Figura 21. Figura ilustrativa de estados de um componente sujeito a um ciclo de operação e falha.

Esta grandeza é, frequentemente, confundida como o tempo médio entre falhas (mean time between failures – MTBF), mas há uma diferença significativa entre MTBF e MTTF, principalmente quando se trata de sistemas reparáveis. O termo MTBF é usado para indicar o ciclo de tempo entre falhas; tome-se, como exemplo, um componente com dois estados como o da figura 21(a) na qual:

λ = taxa de falhas do componente, sendo que:

$$\lambda = \frac{\text{número de falhas do componente}}{\text{tempo que o componente estava operando}} \quad (61)$$

μ = taxa de reparo do componente, sendo que:

$$\mu = \frac{\text{número de reparos do componente}}{\text{tempo que o componente estava em falha}} \quad (62)$$

m = tempo médio de operação do componente

r = tempo médio para reparo do componente.

Estes dois estados e suas transições podem ser mostrados num gráfico cronológico como mostrado na figura 21(b). Os valores médios, associados aos tempos em que o componente funciona corretamente e em que falha, podem ser utilizados como uma medida de desempenho do componente.

O período T é o ciclo do sistema e é igual à soma do tempo médio de falha (MTTF) e do tempo médio de reparo (MTTR). Este ciclo é definido como o MTBF. A diferença numérica entre o MTTF e o MTBF dependerá do MTTR. Na prática, os tempos de reparo são pequenos em relação ao tempo de operação e os valores do MTBF e do MTTF são bastante similares.

As seguintes relações podem ser definidas:

$$m = MTTF = \frac{1}{\lambda} \quad (63)$$

$$r = MTTR = \frac{1}{\mu} \quad (64)$$

$$T = MTBF = m + r = 1/f \quad (65)$$

Onde T representa o tempo de ciclo do sistema e f é frequência de ciclo ou frequência de encontrar o sistema em um determinado estado, seja de falha ou disponível. O sistema representado na figura 21(pg. 77) apresenta uma frequência para ambos os estados.

Em estado permanente, as equações 44 e 45 podem ser escritas como:

$$P_0 = A = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{m}{m + r} \quad (66)$$

$$P_1 = U = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{r}{m + r} \quad (67)$$

A disponibilidade do componente ou sistema pode ser definida, matematicamente, como:

-Disponibilidade Instantânea $A(t)$: probabilidade de o componente, equipamento ou sistema estar funcionando em um tempo t qualquer;

-Disponibilidade em estado permanente A : probabilidade de um componente ou sistema estar disponível num instante t muito após o início de operação, ou seja, com $t \rightarrow \infty$ ou

$$A = \lim_{t \rightarrow \infty} A(t) \quad (68)$$

-Disponibilidade Intrínseca A_i : não leva em conta períodos administrativos e logísticos e está diretamente relacionada ao projeto do equipamento:

$$A = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \quad (69)$$

Estas definições são ilustradas na figura 22:

Figura 22. Relação entre Disponibilidade Instantânea e Permanente.

3.2.6 TÉCNICAS DE FREQUÊNCIA E DURAÇÃO

O uso de técnicas de frequência e duração permite calcular índices adicionais de confiabilidade para sistemas que alternam estados de funcionamento e reparo. Tais índices são compostos pela frequência com que se encontra um determinado estado do sistema e pelo tempo médio de residência em tal estado. Tais índices são denominados frequência e duração e se baseiam nos processos de Markov (BILLINTON, 1983)

Considerando um componente reparável cujo modelo de espaço de estados é mostrado na figura 23.

Figura 23. Modelo de falha de um componente reparável

A figura 24 ilustra um possível histórico de operação para o componente que transita entre os estados de funcionamento e falha (reparo).

Figura 24. Histórico de falha e reparo de um componente reparável

Generalizando o histórico e levando em consideração os tempos médios de operação m e reparo r , temos a representação generalizada:

Figura 25. Histórico generalizado de um componente reparável

Das equações 61 a 65 temos que:

$$P_0 = A = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{m}{m+r} = \frac{1}{\lambda} \times f \xrightarrow{\text{resulta}} f = P_0 \times \lambda \quad (70)$$

$$P_1 = U = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{r}{m+r} = \frac{1}{\mu} \times f \xrightarrow{\text{resulta}} f = P_1 \times \mu \quad (71)$$

Pode-se notar que a frequência pode ser calculada com base em duas expressões diferentes que resultam no mesmo valor numérico. No entanto, observa-se que a expressão (68) representa a frequência com que o sistema sai do Estado 0 e entra no Estado 1, sendo, conceitualmente, uma frequência de falha. Ao contrário, a expressão (69) representa uma frequência de reparo, isto é, a frequência com que o sistema deixa o Estado 2 para entrar no Estado 1.

Como, ao longo do tempo, o número de reparos tende a se igualar ao número de falhas, tem-se que a frequência de reparo e a frequência de falhas tornam-se iguais.

De uma forma geral, a frequência de encontrar um determinado estado é:

$$\text{Frequência} = \text{probabilidade de estar neste estado} \times \text{taxa de saída deste estado} \quad (72)$$

$$\text{Frequência} = \text{probabilidade de não estar no estado} \times \text{taxa de entrada neste estado} \quad (73)$$

Este comportamento só se aplica em regime permanente do sistema.

Generalizando:

$$f(S) = P(S)\lambda(S) = \overline{P(S)}\mu(S) \quad (74)$$

onde:

$f(S)$ = Frequência de encontrar um componente em um estado S

$P(S)$ = Probabilidade de encontrar um componente em um estado S

$\lambda(S)$ = Taxa de entrada no estado S

$\overline{P(S)}$ = Probabilidade de não encontrar o componente em um estado S

$\mu(S)$ = Taxa de saída do estado S

Desde que $T(S) = 1/f(S)$ que:

$$P(S) = \frac{m(S)}{T(S)} \quad (75)$$

$$m(S) = \frac{P(S)}{f(S)} = \frac{1}{\lambda(S)} \quad (76)$$

Onde:

$m(S)$ = Duração média de permanência de um componente em um estado S

$T(S)$ = Tempo médio entre repetições do estado S

3.2.6.1 GENERALIZAÇÃO PARA A FREQUENCIA DE UM ESTADO

Se houver mais de dois estados, como mostra a figura 26, a frequência dos estados pode ser calculada de duas formas diferentes.

Figura 26. Generalização para a frequência de um estado

Para calcular, por exemplo, a frequência de saída do estado i:

$$f_{Si} = P_{iS} \times a + P_{iS} \times c + P_{iS} \times e = P_{iS} \times (a + c + e) \quad (77)$$

A frequência de entrada no estado i vale:

$$f_{Ei} = P_{jS} \times b + P_{kS} \times d + P_{mS} \times f \quad (78)$$

Embora calculadas por expressões diferentes, a frequência de entrada em um estado é, numericamente, igual a sua frequência de saída. Assim, tem-se:

$$\text{frequência de entrada} = \text{frequência de saída} = \text{frequência do estado}$$

3.2.6.2 FREQUÊNCIA E DURAÇÃO DE UM CONJUNTO DE ESTADOS

Em estudos de confiabilidade, muitas vezes será conveniente agrupar estados que apresentam alguma característica em comum para formar um estado equivalente. Nestes casos, torna-se importante calcular a probabilidade estacionária, a frequência e a duração média do referido estado acumulado.

Para ilustrar este conceito, sejam considerados os estados 1 e 2 da figura 27 estados de operação, representando o estado acumulado M, enquanto 3, 4 e 5 representam falha, resultando no estado acumulado N.

Figura 27. Estados acumulados

As probabilidades dos estados acumulados são:

$$P_{MS} = \sum_{m \in M} P_{mS} = P_{1S} + P_{2S} \quad (79)$$

$$P_{NS} = \sum_{n \in N} P_{nS} = P_{3S} + P_{4S} + P_{5S} \quad (80)$$

Diferentemente das probabilidades, as frequências dos estados acumulados nem sempre correspondem à soma das frequências de seus estados simples. Isto ocorre porque existem transições internas aos próprios estados acumulados, como se pode notar na figura acima. Neste caso, para o cálculo das frequências dos estados acumulados, devem ser consideradas apenas as taxas que cruzam a fronteira. As frequências de entrada e de saída do estado M são:

$$F_{EM} = P_{3S} \times j + P_{4S} \times a + P_{5S} \times i \quad (81)$$

$$F_{SM} = P_{1S} \times b + P_{2S} \times h \quad (82)$$

As duas expressões acima fornecem o mesmo valor, a frequência do estado M.

Analogamente, pode-se calcular a frequência de entrada e a de saída do estado N:

$$F_{EN} = P_{SS} \times b + P_{2S} \times h \quad (83)$$

$$F_{SN} = P_{3S} \times j + P_{4S} \times a + P_{5S} \times i \quad (84)$$

A frequência do estado N pode ser calculada por (81) ou (82), resultando no mesmo valor numérico. Como só existem dois estados acumulados, a frequência de saída do estado M é igual à frequência de entrada no estado N. Analogamente, a frequência de saída do estado N é igual à frequência de entrada no estado M. De forma genérica:

$$F_{MN} = \sum_{m \in M} [P_{mS} \times \sum_{n \in N} \lambda_{mn}] \quad (85)$$

Para o cálculo da duração média dos estados acumulados, tem-se:

$$m_M = \frac{P_{MS}}{f_M} \quad (86)$$

$$m_N = \frac{P_{NS}}{f_N} \quad (87)$$

3.2.6.3 MODELOS DE FREQUÊNCIA E DURAÇÃO APLICADA A SISTEMAS DE GERAÇÃO

Modelos de capacidade e duração foram introduzidos na década de 50 por Halpern e Adler (1958). Esta abordagem foi abandonada devido aos limitados recursos computacionais existentes e ao gigantesco processamento que requisitava dos computadores. Ringlee, Wood (Ringle, Wood et al, 1968; Ringl, Wood, 1969; Galloway, Garver et al, 1969; Cook, Ringle et al, 1969) produziram uma série de trabalhos, apresentando uma metodologia recursiva para construção de um modelo de capacidade de geração com aplicação e que facilitou a aplicação de técnicas computacionais nos cálculos de confiabilidade, utilizando métodos de duração e

frequência. Tal método aplica os conceitos de duração e frequência de forma recursiva na modelagem de unidades geradoras, utilizando-se das cadeias de Markov. No entanto, a técnica pode ser aplicada a qualquer sistema em que os estados individuais representam um nível de produção diferente para cada estado. Esta modelagem é óbvia para representar plantas de geração com várias unidades iguais, em que a entrada em funcionamento ou parada forçada de qualquer uma delas altera a capacidade de geração da planta.

Uma planta com n unidades geradoras, cada uma podendo estar em funcionamento(u) ou falha(d), tem a faculdade de estar em 2^n estados. Por exemplo, uma planta com duas unidades geradoras pode ser representada por um diagrama de 4 estados, que aparece ilustrado na figura 28, onde u = unidade funcionando e d = unidade em falha.

Figura 28. Estados de uma planta com duas unidades geradoras

Se cada unidade tem uma capacidade P , uma tabela representando os modos de falhas e efeitos pode ser construída:

TABELA 5 – MODOS DE FALHA DE UMA PLANTA COM DUAS UNIDADES GERADORAS (TABELA DE CAPACIDADES)

Estado	Unidade 1	Unidade 2	Capacidade em Falha
1	Funcionando	Funcionando	0
2	Falha	Funcionando	P
3	Funcionando	Falha	P
4	Falha	Falha	2P

Se as duas unidades geradoras são idênticas, os estados 2 e 3 podem ser combinados em um diagrama de 3 estados, como mostrado na figura 29:

Figura 29. Estados combinados de uma planta com duas unidades geradoras idênticas

Os estados combinados podem ser descritos por meio dos parâmetros de confiabilidade, em que o índice i indica os estados idênticos e o índice k refere-se aos novos estados combinados:

$$\text{A perda de capacidade no estado } k = C_k = C_1 = C_2 = \dots = C_i \quad (88)$$

$$\text{A probabilidade do estado } k = p_k = \sum p_i \quad (89)$$

$$\text{A frequência do estado } k = f_k = \sum f_i \quad (90)$$

$$\text{A taxa de saída do estado } k = \lambda_{\pm k} = \frac{\sum p_i \lambda_{\pm i}}{p_k} \quad (91)$$

Em qualquer nível de capacidade, os valores combinados dão a probabilidade e frequência de se ter uma determinada capacidade ou mais em falha. As probabilidades e frequências podem ser combinadas para formar os valores de cada estado combinado:

$$P_{n-1} = p_k + P_n \quad (92)$$

$$F_{n-1} = F_n + p_k * \lambda_{+k} - p_k * \lambda_{-k} \quad (93)$$

onde n refere-se ao estado combinado e acumulado com probabilidade e frequência conhecidas e k é o estado que está sendo combinado para formar o estado $n-1$. As taxas de transição λ_{+k} e λ_{-k} são as taxas para um estado com capacidade superior e inferior, respectivamente.

4 METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE PLANTAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA

A metodologia de avaliação da confiabilidade de plantas de geração de energia, desenvolvida e denominada nesta tese de doutorado como “MACPGE”, é ferramenta de engenharia que tem, como objetivo principal, o seu emprego na avaliação de confiabilidade de usinas hidroelétricas. Entretanto, a MACPGE pode ser empregada na análise de confiabilidade de plantas de geração de energia, em geral.

Os requisitos de confiabilidade do sistema são estabelecidos por especificações técnicas, normas regulatórias ou adoção de valores. Ao serem atingidos, valida-se o sistema. O cálculo dos índices de confiabilidade e disponibilidade da UHE requer uma metodologia para utilização na fase conceitual de projeto básico, fornecendo subsídios e parâmetros que permitem determinar se a usina gera energia de forma confiável, atendendo às demandas regulatórias e a custo competitivo.

A MACPGE é composta de oito macro etapas. Aparece ilustrada na figura 30 e descrita, detalhadamente, nas seções subsequentes deste capítulo.

Figura 30. Macro etapas da MACPGE

4.1 FORMAÇÃO DO BANCO DE DADOS DE CONFIABILIDADE DE UNIDADES

GERADORAS DE UHE'S

Modelos gerais de confiabilidade de componentes de sistemas de potência e, especificamente, de unidades geradoras estão sendo utilizados desde a década de 1970 em vários países. A concepção e construção destes modelos foram essenciais para a criação e aceitação, pela indústria de energia elétrica, de normas e padrões sobre o tema, especialmente com relação à definição dos índices de confiabilidade. A norma IEEE 762-2006 desenvolvida, inicialmente, em 1987, com base em esforços instaurados em 1980, forneceu a terminologia para uso de índices de confiabilidade de geração de energia em bancos de dados existentes ou futuros. Estes modelos e normas contribuíram para a sistematização da coleta das taxas de falhas, advindas da operação de unidades geradoras e para a construção de bancos de dados por meio da coleta e registro de falhas de equipamentos se tornou um importante componente no planejamento, operação e manutenção dos SEP's (CALSETTA et al.,1972;BILLINGTON;CHOWDHURY,1972;KOVAL,CHOWDHURY,1994a;KOVAL,Chowdhury,1994b;BREIPOHL et al.,1995;BILLINGTON,;GE,2002).

Pelas características dos mercados de geração de energia elétrica norte-americano e europeu, com base instalada majoritariamente térmica e nuclear, estudos e modelos de confiabilidade de UHE's são escassos (BICKLEY et al.,1992;BILLINGTON;CHEN;JIAQI ZHOU,1999).

Contrastando com os principais mercados de energia nos continentes americano e europeu, a base de usinas instaladas no Brasil é, em sua maior parte, hidrelétrica, como ilustrado na tabela 2 do capítulo 2 desta tese de doutorado, motivando o estudo aprofundado e a criação de modelos de confiabilidade para estimação de índices de confiabilidade de unidades geradoras de UHE's.

No Brasil, para a elaboração de relatórios da operação do SIN e para o cálculo de indicadores de desempenho, o ONS estabeleceu a sistemática para a apuração dos dados a partir de 2004. Neste contexto, desde este ano, o ONS vem medindo e publicando os índices TEIFa e TEIPa de 201 usinas hidrelétricas e termelétricas (ONS,2012). O extrato deste banco de dados, contendo os dados das 129 usinas hidrelétricas, encontra-se no Apêndice A.

Além disso, as empresas geradoras de energia elétrica brasileiras estabeleceram a Comissão de Desempenho de Equipamentos e Instalações – CDE- no início de 2000, após a

decisão do Grupo Técnico de Manutenção da ABRAGE – Associação das Empresas de Geração de Energia Elétrica - GTMN –com a indicação pelas empresas dos respectivos representantes, com o objetivo de, rapidamente, dar continuidade aos trabalhos desenvolvidos até então pelo Grupo Coordenador para Operação Interligada da Eletrobrás GCOI. A ABRAGE divulga, anualmente, o relatório “Análise estatística de desempenho de unidades geradoras hidráulicas e térmicas, e equipamentos sob responsabilidade da geração”, em que, anualmente, são divulgados os índices de confiabilidade de 567 unidades geradoras, das quais 489 unidades (95,00 %) são hidráulicas e 78 unidades (5,00 %) térmicas. Este relatório é composto por informações fornecidas pelas empresas participantes da ABRAGE e estabelece indicadores de desempenho de unidades geradoras hidráulicas e térmicas (ABRAGE, 2008, 2009, 2010, 2011).

Os dois bancos de dados são utilizados, neste trabalho de pesquisa, como base para análises da confiabilidade de unidades geradoras em diferentes graus de detalhamento e estimação de índices de confiabilidade de unidades geradoras.

A ONS mantém um banco de dados com informações de TEIFa e TEIP de usinas hidrelétricas, térmicas e eólicas (ONS, 2012). Atualmente, o ONS é o agente responsável por gerenciar as informações das usinas hidrelétricas que fazem parte do Sistema Interligado Nacional (SIN). Antes da reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), o gerenciamento destes dados ficava sob a responsabilidade da Eletrobrás. Este banco de dados contém informações de TEIFa e TEIP do período de Janeiro de 2004 a Junho de 2011, portanto, contempla cento e dois meses. Por meio de informações deste banco de dados de empresas geradoras, fabricantes de equipamentos e referências bibliográficas, um banco de dados foi construído com dados de características físicas e de projeto de 129 UHE's, que correspondem a uma população de 548 unidades geradoras. Este banco de dados encontra-se no Apêndice A.

Estas informações são utilizadas para a extração e categorização das amostras a serem retiradas da população de UG's, que servirão de base para a criação dos estimadores dos índices de confiabilidade TEIFa, TEIP e ID, a partir de amostras selecionadas desta população.

A distribuição das UHE's por tipo de turbina demonstra que, no Brasil, há concentração numericamente maior de UHE's com Turbinas Francis e Kaplan:

TABELA 6 – DISTRIBUIÇÃO DE UHE'S POR TIPO DE TURBINA

Tipo Turbina	Frequência	Porcentagem	Acumulado
1 - Francis	80	62,0	62,0
2 - Kaplan	42	32,6	94,6
3 - Pelton	3	2,3	96,9
4 - Bulbo	4	3,1	100,0
Total	129	100,0	

Quanto ao tamanho da UG, conforme classificação da tabela 3 (NERC/GADS,2002; ONS,2012), temos o que é mostrado na tabela 7:

TABELA 7 – DISTRIBUIÇÃO DE UHE'S POR TAMANHO DA UG

Tamanho	Frequência	Porcentagem	Acumulado
10-29 MW	20	15,5	15,5
30-59 MW	36	27,9	43,4
60-199 MW	54	41,9	85,3
>200 MW	19	14,7	100,0
Total	129	100,0	

Por meio do software MS Excel (MICROSOFT,2010;DODGE, MARK; STINSON, CRAIG,2007) e do software SPSS(IBM,2010) foi feita a análise estatística e calculados os principais parâmetros populacionais, que são mostrados na tabela 8 :

TABELA 8 – PARÂMETROS POPULACIONAIS DO BANCO DE DADOS DO

APÊNDICE A

Parâmetros		TEIFA	TEIP	ID
Média		1,8640%	5,5904%	92,6481%
Intervalo de 95% de confiança da média	Limite Inferior	1,3720%	4,9843%	91,8897%
	Limite Superior	2,3560%	6,1965%	93,4066%
Mediana		1,2269%	4,9985%	93,7010%
Variância		7,976	12,104	18,955
Desvio Padrão		2,8242%	3,4790%	4,3537%
Mínimo		0,06%	1,56%	70,19%
Máximo		25,05%	28,75%	98,13%
Amplitude		24,98%	27,19%	27,94%

A tabela 9 apresenta as taxas de falhas, de acordo com o banco de dados da ABRAGE, que serão utilizadas neste trabalho de pesquisa.

TABELA 9 – TAXAS DE FALHAS DE UNIDADES GERADORAS

A n o	FAIXA DE POTÊNCIA HIDRÁULICA (MW)			NÚMERO DE FALHAS/ ANO
2 0 0 8	10	-	30	2,53
	30,1	-	60	5,13
	60,1	-	199	4,21
			≥200	2,25
	TOTAL			3,51
2 0 0 9	10	-	30	4,20
	30,1	-	60	3,80
	60,1	-	199	4,02
			≥200	1,92
	TOTAL			3,00
2 0 1 0	10	-	30	3,71
	30,1	-	60	2,97
	60,1	-	199	3,53
			≥200	2,65
	TOTAL			3,08
2 0 1 1	10	-	30	3,59
	30,1	-	60	5,51
	60,1	-	199	4,55
			≥200	2,60
	TOTAL			3,62
M é d i a	10	-	30	3,51
	30,1	-	60	4,35
	60,1	-	199	4,32
			≥200	2,60
	TOTAL			3,30

FONTE: (ABRAGE, 2008, 2009, 2010,2011)

Este conjunto de dados sobre taxas de falhas representam a informação mais consistente sobre a população de unidades geradoras das UHE's, constantes do apêndice A.

4.2 MODELAGEM DE UNIDADES GERADORAS COM VISTAS À ESTIMAÇÃO DE PARÂMETROS DE CONFIABILIDADE DE NOVAS UHE'S

Existe, atualmente, na indústria de energia uma série de práticas para agrupamento e combinação de UG's, visando à estimativa de parâmetros de confiabilidade e desempenho de novas centrais elétricas de geração de energia (NERC/GADS,2002; BREIPOHL et al.,1995).

O agrupamento é um processo de identificação, em um banco de dados, de um conjunto de UG's que atende a certos pré-requisitos. A intenção principal deste procedimento é montar um conjunto de dados de UG's homogêneas, considerando um ou mais atributos construtivos e de operação como potência nominal, tipo de turbina ou regime de operação, com intuito de aumentar o tamanho n da amostra e, conseqüentemente, reduzir a variância. Um maior conjunto de dados também reduz os erros aleatórios e atenua efeitos dos valores extremos ou *outliers*. Além disso, o agrupamento cria maiores possibilidades de classificação dos dados em grupos estatisticamente significantes. Por outro lado, o agrupamento de unidades diferentes naturalmente pode causar tendenciosidade na estimação dos parâmetros populacionais por suas diferenças construtivas e de operação, manutenção, etc.

No contexto deste trabalho de pesquisa, a metodologia de amostragem da UG's enfoca as seguintes técnicas para evitar a tendenciosidade na estimação dos parâmetros:

- a) Limitar o número mínimo de UHE's a três, de forma a não reduzir a amostra e o poder estatístico do estimador e diminuir sua incerteza;
- b) Agrupar UHE's e, conseqüentemente, unidades geradoras com algumas características construtivas e de operação comum para aumentar a homogeneidade de uma amostra;
- c) Censurar os *outliers*.

Do ponto de vista estatístico k amostras são homogêneas se as suas funções de distribuição forem similares. Do ponto de vista conceitual, para testar se uma amostra representa, homogeneamente, uma população de UHE's, deve-se levar em conta as características nominais como características construtivas e de operação das UHE's amostradas, de tal forma que a amostra contenha UG's nominalmente homogêneas. Eventualmente, a homogeneidade nominal pode não significar homogeneidade estatística, levando a um segundo teste de distribuição das amostras em relação a população original.

As características nominais que serão usadas para classificar e amostrar as UG's são o tamanho e o tipo de turbina empregado, classificados conforme ilustrado nas tabelas 10 e 11:

TABELA 10 – CLASSIFICAÇÃO DA UG QUANTO AO TAMANHO

Tamanho	Classificação
10-29 MW	A
30-59 MW	B
60-199 MW	C
>200 MW	D

TABELA 11 – CLASSIFICAÇÃO DA UG QUANTO AO TIPO DE TURBINA

Tipo	Classificação
Francis	F
Kaplan	K
Pelton	P
Bulbo	B

Para separar as amostras da população original e tratar, adequadamente, os dados, visando à manutenção da significância estatística, uma metodologia de amostragem foi criada e aparece ilustrada na figura 31:

Figura 31. Fluxograma da etapa de modelagem da população de UHE's, segundo suas características construtivas

Aplicando-se a metodologia de modelagem na população da UHE's do Apêndice A, tem-se a formação de nove amostras:

- a) Amostra de UHE's com turbinas Pelton, simbolizada por P;
- b) Amostra de UHE's com turbinas Francis com tamanho de 10 a 29 MW, simbolizada por F_A ;
- c) Amostra de UHE's com turbinas Francis com tamanho de 30 a 59 MW, simbolizada por F_B .
- d) Amostra de UHE's com turbinas Francis com tamanho de 60 a 199 MW, simbolizada por F_C ;
- e) Amostra de UHE's com turbinas Francis com tamanho igual ou maior que 200 MW, simbolizada por F_D ;
- f) Amostra de UHE's com turbinas Kaplan com tamanho de 10 a 29 MW, simbolizada por K_A ;
- g) Amostra de UHE's com turbinas Kaplan com tamanho de 30 a 59 MW, simbolizada por K_B ;
- h) Amostra de UHE's com turbinas Kaplan com tamanho de 60 a 199 MW, simbolizada por K_C ;
- i) Amostra de UHE's com turbinas Bulbo, simbolizada por B.

Estas amostras de UHE's são analisadas, detalhadamente, nos próximos itens deste capítulo.

4.2.1 AMOSTRA DE UHE'S COM TURBINAS PELTON - P

A análise da amostra formada por 3 usinas hidrelétricas do Apêndice A, que contém turbinas Pelton, mostra os seguintes resultados:

TABELA 12 – PARÂMETROS AMOSTRAIS DAS UHE'S COM TURBINAS PELTON

Parâmetros		TEIFA	TEIP	ID
Média		1,8437%	5,7965%	92,4779%
Intervalo de 95% de confiança da média	Limite Inferior	0,0500%	0%	83,2640%
	Limite Superior	3,6373%	13,8681%	100%
Mediana		2,2574%	4,8576%	92,9946%
Variância		52,1343	10,5576	13,7573
Desvio Padrão		0,007	0,032	0,037
Mínimo		1,00996%	3,12005%	88,53752%
Máximo		2,26%	9,41%	95,90%
Amplitude		1,25%	6,29%	7,36%

A amostra não apresenta nenhum *outlier*, como demonstram os gráficos de caixa das figuras 32,33 e 34:

Figura 32. Gráfico de caixa para a variável TEIFa da amostra P

Figura 33. Gráfico de caixa para a variável TEIP da amostra P

Figura 34. Gráfico de caixa para a variável ID da amostra P

Para testar o formato da distribuição de dados desta amostra e, levando em conta o seu número de componentes ser igual a três, aplicou-se o teste de normalidade de Shapiro Wilk:

TABELA 13 – RESULTADO DO TESTE DE SHAPIRO WILK PARA AMOSTRA P

	Shapiro-Wilk	
	Valor da Estatística	Nº de componentes
TEIFA	0,754	3
TEIP	0,937	3
ID	0,985	3

O valor crítico W_c para esta estatística com uma amostra de 3 componentes a um nível de significância de 1% é de 0,753 (FÁVERO et al.,2009); portanto, todos os valores testados são maiores do que W_c , confirmando a hipótese de que os três parâmetros têm uma distribuição normal.

Esta amostra possui um total de 18 unidades geradoras, sendo oito com capacidade entre 30 a 59 MW e dez com capacidade entre 60 e 199 MW. Tomando-se os valores médios da tabela 9 e ponderando-se pelo número de unidades, tem-se o seguinte modelo de UG para esta amostra:

$$N_f = \frac{4,35 \times 8 + 4,32 \times 10}{18} = 4,33 \quad (94)$$

$$\lambda = \frac{N_f}{8760 - 8760 \times (TEIP)} = \frac{4,33}{8760 - 8760 \times (5,7965\%)} = 5,25 \times 10^{-4} \quad (95)$$

$$r = TEIFA \times [8760(1 - TEIP)] = 1,8437 \times [8760(1 - 5,7965\%)] = 152 \text{ horas} \quad (96)$$

Assumindo que, anualmente, o número de falhas é igual ao de reparos:

$$\mu = \frac{N_f}{r} = \frac{4,33}{152} = 0,03 \quad (97)$$

A disponibilidade pode ser derivada diretamente da TEIFA, esta equivalente a indisponibilidade U:

$$A = 1 - TEIFA = 1 - 1,8437\% = 98,16\% \quad (98)$$

A tabela 14 resume os parâmetros do modelo da UG da Amostra P:

TABELA 14 – PARÂMETROS DE CONFIABILIDADE DA AMOSTRA P

Parâmetro	Valor
A	98,16%
U	1,8437%
λ	$5,25 \times 10^{-4}$
μ	0,03

4.2.2 AMOSTRA DE UHE'S COM TURBINAS FRANCIS COM TAMANHO DE 10 A 29

MW - F_A.

A análise da amostra formada por 10 usinas hidrelétricas do Apêndice A que contém turbinas Francis de 10 a 29 MW mostra os seguintes resultados:

TABELA 15 – PARÂMETROS AMOSTRAIS DA AMOSTRA F_A

Parâmetros		TEIFA	TEIP	ID
Média		3,1120%	4,6644%	92,3277%
Intervalo de 95% de confiança da média	Limite Inferior	0%	3,4320%	89,0816%
	Limite Superior	6,7073%	5,8968%	95,5737%
Mediana		1,7858%	4,3062%	94,2905%
Variância		25,259	2,968	20,590
Desvio Padrão		5,02588%	1,72276%	4,53763%
Mínimo		0,41%	2,80%	80,41%
Máximo		17,27%	7,89%	96,28%
Amplitude		16,87%	5,09%	15,87%

A amostra indica a presença de *outliers* para as variáveis TEIFa e ID, neste caso a usina de número 6 no banco de dados do Apêndice A, como demonstram os gráficos de caixa das figuras 35,36 e 37:

Figura 35. Gráfico de caixa para a variável TEIFa da amostra FA

Figura 36. Gráfico de caixa para a variável TEIP da amostra FA

Figura 37. Gráfico de caixa para a variável ID da amostra F_A

Eliminando-se da amostra F_A a UHE correspondente ao número 6, tem-se os seguintes resultados:

TABELA 16 – PARÂMETROS AMOSTRAIS DA AMOSTRA F_A SEM A UHE

NÚMERO 6

Parâmetros		TEIFA	TEIP	ID
Média		1,5384%	4,8712%	93,6522%
Intervalo de 95% de confiança da média	Limite Inferior	0,9627%	3,5717%	92,2291%
	Limite Superior	2,1141%	6,1706%	95,0753%
Mediana		1,5985%	4,3175%	94,4059%
Variância		0,561	2,858	3,428
Desvio Padrão		0,74899%	1,69050%	1,85137%
Mínimo		0,41%	2,80%	90,86%
Máximo		2,46%	7,89%	96,28%
Amplitude		2,05%	5,09%	5,42%

Os gráficos de caixa das figuras 38,39 e 40 mostram a distribuição dos dados sem a presença do *outlier* para as variáveis TEIFa,TEIP e ID :

Figura 38. Gráfico de caixa para a variável TEIFa da amostra F_A sem a UHE de número 6

Figura 39. Gráfico de caixa para a variável TEIP da amostra F_A sem a UHE de número 6

Figura 40. Gráfico de caixa para a variável ID da amostra F_A sem a UHE de número 6

Para testar o formato da distribuição de dados desta amostra e, levando em conta o seu número de componentes ser igual a nove, aplicou-se o teste de normalidade de Shapiro Wilk:

TABELA 17 – RESULTADO DO TESTE DE SHAPIRO WILK PARA AMOSTRA F_A

	Shapiro Wilk	
	Valor da Estatística	Nº de componentes
TEIFA	0,929	9
TEIP	0,950	9
ID	0,880	9

O valor crítico W_c para esta estatística com uma amostra de 9 componentes a um nível de significância de 1% é de 0,764 (FÁVERO et al.,2009); portanto, todos os valores testados são maiores do que W_c , confirmando a hipótese de que os três parâmetros têm uma distribuição normal.

Esta amostra possui um total de 27 unidades geradoras. Tomando-se os valores médios da tabela 9, tem-se:

$$\lambda = \frac{N_f}{8760 - 8760x(TEIP)} = \frac{3,51}{8760 - 8760x(4,8712\%)} = 4,21 \times 10^{-4} \quad (99)$$

$$r = TEIFa \times [8760(1 - TEIP)] = 1,5384\% \times [8760(1 - 4,8712\%) = 128,2 \text{ horas} \quad (100)$$

Assumindo que, anualmente, o número de falhas é igual ao de reparos:

$$\mu = \frac{N_f}{r} = \frac{3,51}{128,2} = 0,0274 \quad (101)$$

A disponibilidade pode ser derivada diretamente da TEIFa, esta equivalente a indisponibilidade U:

$$A = 1 - TEIFa = 1 - 1,5384\% = 98,46\% \quad (102)$$

A tabela 18 resume os parâmetros do modelo da UG da Amostra F_A:

TABELA 18 – PARÂMETROS DE CONFIABILIDADE DA AMOSTRA F_A

Parâmetro	Valor
A	98,46%
U	1,5384%
λ	$4,21 \times 10^{-4}$
μ	0,0274

4.2.3 RESUMO DOS RESULTADOS DA ANÁLISE EXPLORATÓRIA DO BANCO DE DADOS DO APÊNDICE A

Após a eliminação dos *outliers*, a população de UHE's conta com cento e dezenove usinas com um total de quinhentas e uma unidades geradoras. Os parâmetros desta população censurada dos *outliers* são mostrados na tabela 19:

TABELA 19– PARÂMETROS POPULACIONAIS DO BANCO DE DADOS DO
APÊNDICE A SEM *OUTLIERS*

Parâmetros		TEIFA	TEIP	ID
Média		1,4509%	5,0960%	93,5321%
Intervalo de 95% de confiança da média	Limite Inferior	1,2323%	4,7448%	93,0838%
	Limite Superior	1,6696%	5,4472%	93,9805%
Mediana		1,0751%	4,9803%	93,8398%
Variância		1,451	3,743	6,099
Desvio Padrão		1,20459%	1,93481%	2,46972%
Mínimo		0,06%	1,56%	86,37%
Máximo		6,24%	11,15%	98,13%
Amplitude		6,18%	9,59%	11,76%

A distribuição desta população censurada foi testada quanto à distribuição em relação às variáveis TEIFA, TEIP e ID por meio do teste de Kolmogorov-Smirnov(K-S):

TABELA 20 – RESULTADO DO TESTE DE KOMOLGOROV-SMIRNOV PARA A
POPULAÇÃO CENSURADA

	Komolgorov-Smirnov	
	Valor da Estatística	Nº de componentes
TEIFA	0,127	119
TEIP	0,081	119
ID	0,074	119

Para amostras com número de componentes acima de cinquenta, a um nível de significância de 1%, o valor da estatística D_{cal} é:

$$D_{cal} = \frac{1,63}{\sqrt{N}} = \frac{1,63}{\sqrt{119}} = 0,149 \quad (103)$$

Como as estatísticas calculadas possuem um valor abaixo do valor crítico, conclui-se que as distribuições de TEIFA, TEIP e ID são normais para a população censurada, da mesma forma que as nove amostras selecionadas.

Testa-se, também, a variância das amostras por meio do teste de Levene:

TABELA 21 – RESULTADO DO TESTE DE LEVENE PARA AS AMOSTRAS
CENSURADAS

	Estatística	k-1	N-k	Significância
TEIFA	2,254	8	110	,029
TEIP	1,759	8	110	,093
ID	1,964	8	110	,058

O valor de F_{cal} é menor que o valor crítico da função de Snedecor para $k-1=8$ e $N-k=110$ a 1 % de significância é aproximadamente 4,96 conclui-se que as amostras são homogêneas com relação às variâncias.

A tabela 23 resume os parâmetros de confiabilidade das nove amostras e da população censurada:

TABELA 22 – PARÂMETROS DE CONFIABILIDADE DAS NOVE AMOSTRAS E
POPULAÇÃO CENSURADA

Amostra	P	FA	FB	FC	FD	KA	KB	KC	B	POPULAÇÃO (Censurada)
TEIFa(%)	1,84	1,54	1,63	1,14	1,84	0,97	1,46	1,53	0,83	1,45
TEIP(%)	5,80	4,87	4,42	5,22	5,05	5,38	4,86	5,93	3,52	5,10
ID(%)	92,48	93,65	94,03	93,71	93,21	93,71	93,77	92,63	95,69	93,53
Nf(/ano)	4,33	3,51	4,35	4,32	2,60	3,51	4,35	4,32	4,01	3,92
T-TEIP(hs/ano)	8252,23	8333,28	8372,83	8302,68	8317,40	8288,69	8334,41	8240,58	8451,99	8313,59
$\lambda(Nf/ano)$	5,25E-04	4,21E-04	5,20E-04	5,21E-04	3,13E-04	4,23E-04	5,22E-04	5,25E-04	4,74E-04	4,72E-04
r(hs)	152,15	128,20	136,29	94,51	152,76	80,09	121,78	125,96	70,30	120,62
$\mu(Nr/ano)$	0,03	0,03	0,03	0,05	0,02	0,04	0,04	0,03	0,06	0,03
A(%)	98,16	98,46	98,37	98,86	98,16	99,03	98,54	98,47	99,17	98,55
U(%)	1,84	1,54	1,63	1,14	1,84	0,97	1,46	1,53	0,83	1,45

4.3 SIMULAÇÃO DOS PARÂMETROS DE CONFIABILIDADE DE UMA UHE EM FASE DE PROJETO

Tendo por base a configuração inicial e o tipo de UG selecionada para a usina, é possível simular os parâmetros de confiabilidade da UHE, utilizando-se dos conceitos de frequência e duração apresentados no item 3.2.6.

Para tanto, o fluxograma da figura 41 é proposto:

Figura 41. Fluxograma ilustrativo da etapa de simulação dos parâmetros de confiabilidade

Os dados de entrada de simulação são o tipo de turbina e capacidade da UG, além do número de UG's que compõem a UHE que leva à seleção dos dados de confiabilidade A, U, λ e μ , advindos da modelagem e resumidos na tabela 23.

Uma tabela de capacidade é construída, apresentando os 2^n estados para as n unidades geradoras, similares àquela construída na tabela 5, agregando-se os valores de capacidade em manutenção e capacidade disponível.

Por exemplo, para uma UHE com 3 UG's com uma capacidade individual P e capacidade total $3xP$, tem-se tabela de capacidades e o diagrama de estados, ilustrados, respectivamente, na tabela 23 e na figura 42:

TABELA 23 – TABELA DE CAPACIDADES PARA UMA UHE COM 3 UG'S

Estado	Unidade 1	Unidade 2	Unidade 3	Capacidade em Falha	Capacidade Disponível
1	Funcionando	Funcionando	Funcionando	0	3P
2	Falha	Funcionando	Funcionando	P	2P
3	Funcionando	Falha	Funcionando	P	2P
4	Falha	Falha	Funcionando	2P	P
5	Funcionando	Funcionando	Falha	2P	P
6	Falha	Funcionando	Falha	2P	P
7	Funcionando	Falha	Falha	2P	P
8	Falha	Falha	Falha	3P	0

Figura 42. Mapa de estados para uma UHE com 3 UG's e respectivas taxas de transição de estados

Se as unidades geradoras são iguais, a tabela de capacidades apresentará estados que podem ser combinados e que apresentam o mesmo resultado de capacidade em falha e disponível. Tais estados, combinados, formam uma nova tabela. A tabela 24 e a figura 43 ilustram, respectivamente, a tabela de capacidades e mapa de estados combinados da UHE com 3 UG's iguais.

TABELA 24 – TABELA DE CAPACIDADES DE ESTADOS COMBINADOS PARA UMA UHE COM 3 UG'S

Estado	Unidades Funcionando(u)	Unidades em Falha (d)	Capacidade em Falha	Capacidade Disponível
1	3	0	0	3P
2	2	1	P	2P
3	1	2	2P	P
4	0	3	3P	0

Figura 43. Mapa de estados para uma UHE com 3 UG's e respectivas taxas de transição de estados com estados combinados

As probabilidades de cada estado combinado são calculadas utilizando a distribuição binomial, de tal forma que:

$$(A + U)^n = \sum_{r=0}^n C_n^r U^r A^{n-r} = 1 \quad (104)$$

$$P_r = C_n^r U^r A^{n-r} \quad (105)$$

onde:

n representa o número de UG's;

r representa o número de UG's em falha;

U representa a indisponibilidade da UG em regime permanente;

A representa a disponibilidade da UG em regime permanente;

$$C_n^r = \frac{n!}{r!(n-r)!} \quad (106)$$

é o número de combinações de r UG's em falha em n UG's.

P_r é a probabilidade de r UG's estarem em falha.

Os estados da UHE ($i = 1.... j$) estão apresentados na tabela de capacidade em ordem decrescente. A capacidade disposta no estado 1 representa a máxima capacidade disponível e o estado j representa a mínima capacidade disponível ou máxima capacidade em falha. Considerando que:

P_i é probabilidade do estado i

P_i' é a probabilidade cumulativa dos estados acumulados com capacidade disponível de i ou estados abaixo de $i; i+1, i+2, ..., j$

λ_{+i} é a taxa de saída do estado i para um estado de capacidade disponível maior

λ_{-i} é a taxa de saída do estado i para um estado de capacidade disponível menor

f_i é a frequência de encontrar o estado i

f_i' é a frequência cumulativa de encontrar um estado i ou estados abaixo de $i; i+1, i+2, ..., j$

Da equação 59 temos que:

$$f_i = P_i(\lambda_{+i} + \lambda_{-i}) \quad (107)$$

Os estados do sistema são, mutuamente, exclusivos; então:

$$P_i' = P_i + \sum_{l=i+1}^j (\lambda_{+l} + \lambda_{-l}) = P_i + P_{i+1}' \quad (108)$$

E pelo princípio mostrado na seção 3.2.6.2:

$$f_i' = f_{i+1} + P_i(\lambda_{+i} - \lambda_{-i}) \quad (109)$$

As equações 91 e 92 são recursivas de tal forma que novos valores P_i' e f_i' podem ser derivados, diretamente, dos valores anteriores. O processo de cálculo começa com $i=j$ e termina com $i = 1$.

O passo final do cálculo é o da duração m_i' que pode ser feito usando o princípio da equação 61:

$$m_i' = \frac{\text{probabilidade cumulativa de estar em um estado } i}{\text{frequência cumulativa de encontrar um estado } i} = \frac{P_i'}{f_i'} \quad (110)$$

4.4 ANÁLISE DOS RESULTADOS E VALIDAÇÃO

Os resultados encontrados na etapa anterior podem ser analisados, levando-se em consideração os índices regulatórios da tabela 3 ou pelos valores de energia assegurada ou firme, discutidos na seção 2.3.1.

No primeiro caso, a comparação pura e simples dos valores de TEIP e TEIFa com os valores da tabela 3 informam o projetista se a configuração adotada atende aos requisitos regulatórios e qual é a margem de segurança em relação a estes índices.

No segundo caso, e admitindo que não haja nenhuma limitação de energia no combustível primário, neste caso específico a água o valor de capacidade assegurada pode ser assumido do projeto. Todos os estados cuja capacidade disponível esteja abaixo da energia assegurada são considerados estados de falha e aqueles em que a capacidade assegurada esteja acima, são considerados disponíveis. Este modo de tratamento pode ser entendido como uma abordagem em que o estado de sucesso, neste caso, o atendimento à capacidade assegurada, é representado por um sistema de n unidades onde k dever estar funcionando para que o sistema responda com sucesso à demanda de funcionamento, chamados em confiabilidade de sistemas “ k -out-o- n ”.

Tomando como exemplo a UHE com 3 unidades com espaço de estados combinados, e assumindo uma energia assegurada de $2P$, ter-se-ia uma tabela de capacidade com estados delimitados de sucesso e falha, mostrados logo abaixo (t.25).

TABELA 25 – TABELA DE CAPACIDADES DE ESTADOS COMBINADOS PARA UMA UHE COM 3 UG’ E DEMANDA IGUAL À CAPACIDADE ASSEGURADA DE $2P$

Estado	Unidades Funcionando(u)	Unidades em Falha (d)	Capacidade em Falha	Capacidade Disponível	Falha/Sucesso
1	3	0	0	$3P$	Sucesso
2	2	1	P	$2P$	Sucesso
3	1	2	$2P$	P	Falha
4	0	3	$3P$	0	Falha

Figura 44. Mapa de estados para uma UHE com 3 UG's e respectivas taxas de transição de estados com estados combinados, atendendo a uma demanda de $2P$

A partir desta comparação e levando-se em consideração os estados acumulados de funcionamento e falha, calculam-se as probabilidades de sucesso e falha de cada conjunto de estados combinados. A probabilidade de não atender à energia assegurada, que, normalmente, figura nos contratos de concessão de energia, é calculada além da frequência e duração dos estados de falha.

Caso os valores de TEIFa e TEIP da UHE sejam menores que os índices regulatórios, a UHE é validada como elegível para construção, pelos aspectos da confiabilidade e disponibilidade.

Os valores calculados das frequências e durações são também validados com eventuais valores especificados por cliente para atendimento aos requisitos contratuais. Caso atendam, a UHE pode ser ofertada ao cliente.

Caso os valores não atendam aos valores regulatórios ou o declarado nas especificações técnicas, uma pesquisa de outros arranjos de UHE com outro tipo de UG e diferente número de máquinas pode ser realizada.

4.5 RECONFIGURAÇÃO DA UHE

Como apresentado na seção 2.2.2, o projeto de uma UHE é influenciado por uma série de fatores, como local de construção, geologia, distância de instalação em relação ao centro consumidor, etc.

A partir destas características e dos dados de queda e vazão, a capacidade instalada é estabelecida, assim como uma unidade geradora de referência.

As boas práticas de projeto (VOITH HYDRO,2008;MACINTYRE,1983) indicam que, durante a otimização da planta com relação aos custos e benefícios, grande esforço é despendido na pesquisa de configurações de UHE, variando-se, quando possível, o número de UG's instaladas e, eventualmente, quando possibilitado pela faixa disponível de queda, o tipo turbina.

Foge ao escopo desta tese detalhar o processo de otimização de uma UHE, mas, com o foco de elucidar os conceitos aqui apresentados, o fluxograma simplificado de otimização é mostrado na figura 45:

Figura 45. Fluxograma simplificado da etapa de otimização da configuração da UHE

A partir das configurações possíveis de uma UHE resultantes do processo da figura 45, a simulação dos parâmetros de confiabilidade é executada e comparada com a configuração original e com os índices especificados.

5 ESTUDO DE CASO E VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA

Este capítulo apresenta a aplicação da MACPGE em uma usina hidrelétrica para avaliação dos índices de confiabilidade. Para o cálculo dos índices de confiabilidades e de desempenho são utilizadas as equações deduzidas no capítulo 3 e os parâmetros de desempenho fornecidos pelas amostras e calculados no capítulo 4. Os resultados obtidos pela MACPGE são confrontados com os índices definidos pelas agências reguladoras. Assim sendo, calculam-se a taxa de falhas (λ), sua duração (m), a taxa de reparos (μ), a frequência das falhas, a disponibilidade (A) e a indisponibilidade (U) em regime permanente, além da comparação mencionada.

5.1 ESTUDO DE CASO

5.1.1 CARACTERIZAÇÃO DA UHE UTILIZADA NO ESTUDO DE CASO

O estudo de caso presente tem, como referência, uma usina hidrelétrica a ser instalada na região norte do país, na bacia Atlântico N/NE. O principal parâmetro que quantifica os benefícios energéticos de uma usina é a sua Energia Firme, que corresponde à geração média da mesma no período crítico do Sistema Interligado Nacional(SIN). No presente estudo, a energia firme foi o único benefício energético considerado para o dimensionamento da UHE. Os estudos energéticos da UHE definiram algumas possibilidades de potência total da usina e potência unitária das unidades geradoras. A potência total a instalar é resultante da análise custo-benefício do empreendimento. A potência unitária é obtida a partir da análise de custo-benefício da instalação de diferentes quantidades de unidades geradoras no aproveitamento.

O dimensionamento energético resultante dos estudos de viabilidade partiu, inicialmente, de uma potência instalada mínima de 190 MW, mais compatível com a representação da usina no SIN. Conforme se pode observar, até uma motorização de 219 MW, os índices custo-benefício incrementais mostram-se inferiores ao custo de referência adotado, viabilizando-se, portanto, a instalação desta potência. A partir dela, entretanto, a situação se inverte e o acréscimo de potência não é mais viável economicamente. Em virtude destes resultados, a recomendação final foi de que a potência total a instalar na usina fosse de 219 MW.

Para determinar o número de unidades geradoras a serem instaladas, vários aspectos devem ser considerados, tais como os custos associados, a flexibilidade operativa e o despacho mínimo por unidade. Os custos da usina e o índice de custo- benefício consideraram três ou quatro unidades geradoras instaladas, mantendo-se fixa a potência instalada de 219 MW.

TABELA 27 – TABELA COM AS POSSIBILIDADES DE NÚMERO DE UNIDADES GERADORAS INSTALADAS

Número de Unidades	Potência Unitária (MW)	Energia Firme (MWmed)
3	73,00	132,35
4	54,75	132,77

Os principais parâmetros energéticos da UHE são apresentados na Tabela 28.

TABELA 28 – PARÂMETROS ENERGÉTICOS DA UHE DO ESTUDO DE CASO

Potência Total Instalada	219 MW
Rendimento do Grupo Turbina-Gerador	92,12 %
Fator de Capacidade Máximo	97,5 %
Nível d'água Máximo Normal de Operação	58,30 m
Nível d'água Médio do Canal de Fuga	42,47 m
Máxima Depleção Operativa	0 m
Área do Reservatório no N.A. Máximo Normal	47,99 km ²
Volume do Reservatório no N.A. Máximo Normal	230,56 hm ³
Queda de Referência	15,30 m
Queda de Projeto	15,53 m
Vazão de Referência	1.584,94 m ³ /s
Energia Firme	132,35 MWmédios
Geração Média no Histórico de Vazões (1931 a 2007)	121,67 MWmédios
Fator de Capacidade	60,4 %

Com as quedas e vazões de referência, os tipos de turbina aplicáveis seriam as turbinas do tipo Kaplan e do Tipo Bulbo; portanto, as alternativas de arranjo seriam aquelas resumidas na tabela 29.

TABELA 29 – ALTERNATIVAS DE ARRANJO DA UHE DO ESTUDO DE CASO

Número de Unidades	Potência Unitária (MW)	Energia Firme (MWmed)	Tipo de Turbina	Código da Configuração	Amostra de Referência
3	73,00	132,35	Bulbo	B3	B
4	54,75	132,77	Bulbo	B4	B
3	73,00	132,35	Kaplan	KC	K _C
4	54,75	132,77	Kaplan	KB	K _B

Estas possibilidades são investigadas aplicando-se a MACPGE. Os resultados obtidos são analisados, comparativamente, nas próximas sessões deste trabalho.

5.1.2 SIMULAÇÃO DOS PARÂMETROS DE CONFIABILIDADE DAS POSSÍVEIS

ALTERNATIVAS DE ARRANJO DA UHE EM PROJETO

5.1.2.1 SIMULAÇÃO DOS PARÂMETROS DE CONFIABILIDADE DA ALTERNATIVA COM 3 UNIDADES GERADORAS COM TURBINA BULBO DE 73 MW

A Tabela 30 ilustra os dados de referência da unidade do tipo bulbo, retirados da amostra de referência:

**TABELA 30 – DADOS DA UNIDADE GERADORA COM TURBINA TIPO BULBO
RETIRADOS DA AMOSTRA B**

Características	Valores
Tipo de Turbina	Bulbo
TEIFa(%)	0,83
TEIP(%)	3,52
ID(%)	95,69
Nf(/ano)	4,01
T _{ano} -TEIP(hs/ano)	8451,99
λ (falhas/hora)	4,74E-04
r(hs)	70,30
μ (reparos/hora)	5,70E-02
Disponibilidade A(%)	99,17
Indisponibilidade U(%)	0,83

Aplicando a metodologia do fluxograma da figura 41, tem-se a seguinte tabela de capacidades:

TABELA 31 – TABELA DE CAPACIDADES DA CONFIGURAÇÃO B3

Estado	Unidade 1	Unidade 2	Unidade 3	Capacidade em Falha	Capacidade Disponível
1	Funcionando	Funcionando	Funcionando	0	219
2	Falha	Funcionando	Funcionando	73	146
3	Funcionando	Falha	Funcionando	73	146
4	Funcionando	Funcionando	Falha	73	146
5	Falha	Falha	Funcionando	146	73
6	Falha	Funcionando	Falha	146	73
7	Funcionando	Falha	Falha	146	73
8	Falha	Falha	Falha	219	0

Analisando a tabela 31, é possível perceber que os estados 2,3,4 podem ser combinados por apresentarem o mesmo resultado de capacidade disponível de 146 MW. Os estados 5,6,7 também podem ser combinados por apresentarem o mesmo resultado de capacidade disponível de 73 MW. Sendo assim, a tabela 32 ilustra os estados combinados da alternativa.

TABELA 32 – TABELA DE ESTADOS COMBINADOS DA ALTERNATIVA B3

Estado	Unidades Funcionando(u)	Unidades em Falha (d)	Capacidade em Falha	Capacidade Disponível
1	3	0	0	219
2	2	1	73	146
3	1	2	146	73
4	0	3	219	0

A figura 46 ilustra o diagrama de estados representativo da tabela 32:

Figura 46. Diagrama de estados e taxas de transição da alternativa B3

A partir da tabela 32 e do diagrama de estados da figura 46, é possível calcular as probabilidades dos estados individuais e acumulados, P_i e P_i' , as taxas de entrada e saída dos estados, λ_{-i} e λ_{+i} , as frequências individuais e acumulados f_i , f'_{i+1} e f_i' , a duração dos estados $m'i$ e o ciclo de cada estado T . Tais valores estão resumidos na tabela 33 e a representação do ciclo temporal das falhas com suas durações aparece na figura 47:

TABELA 33 – CÁLCULOS DE FREQUÊNCIA E DURAÇÃO DA ALTERNATIVA B3

Estado	Número de Unidades Funcionando(u)	Número de Unidades em Falha(d)	Capacidade Disponível (MW)	Capacidade Em Manutenção (MW)	Pi	λ_i (falhas/hora)	λ_{i+1} (reparos/hora)	f_i (ocorrência/hora)	Pi'	f'_{i+1}	f'_i	m'i (horas)	T (horas)
1	3	0	219	0	0,975255942	0,001423334	0,000000000	0,001388114	1,000000000	0,002834829			
2	2	1	146	73	0,024537691	0,000948889	0,057045149	0,001423040	0,024744058	0,001446715	0,002823187	8,76	703
3	1	2	73	146	0,000205792	0,000474445	0,114090297	0,000023576	0,000206367	0,000023675	0,000047056	4,39	42415
4	0	3	0	219	0,000000575	0,000000000	0,171135446	0,000000098	0,000001151	0,000000098	0,000000197	5,84	10156871

Figura 47. Ciclo e durações de falhas da alternativa B3

5.1.2.2 SIMULAÇÃO DOS PARÂMETROS DE CONFIABILIDADE DA ALTERNATIVA COM 4 UNIDADES GERADORAS COM TURBINA BULBO DE 55 MW

Os dados de referência da unidade do tipo bulbo são aqueles ilustrados na tabela 30, retirados da amostra de referência.

Aplicando a metodologia do fluxograma da figura 41, tem-se a seguinte tabela de capacidades:

TABELA 34 – TABELA DE CAPACIDADES DA ALTERNATIVA B4

Estado	Unidade 1	Unidade 2	Unidade 3	Unidade 4	Capac. em Falha	Capacidade Disponível
1	Funcionando	Funcionando	Funcionando	Funcionando	0	219
2	Falha	Funcionando	Funcionando	Funcionando	55	164
3	Funcionando	Falha	Funcionando	Funcionando	55	164
4	Funcionando	Funcionando	Falha	Funcionando	55	164
5	Funcionando	Funcionando	Funcionando	Falha	55	164
6	Falha	Falha	Funcionando	Funcionando	109	109
7	Falha	Funcionando	Falha	Funcionando	109	109
8	Falha	Funcionando	Funcionando	Falha	109	109
9	Funcionando	Falha	Falha	Funcionando	109	109
10	Funcionando	Falha	Funcionando	Falha	109	109
11	Funcionando	Funcionando	Falha	Falha	109	109
12	Falha	Falha	Falha	Funcionando	164	55
13	Falha	Falha	Funcionando	Falha	164	55
14	Funcionando	Falha	Falha	Falha	164	55
15	Falha	Funcionando	Falha	Falha	164	55
16	Falha	Falha	Falha	Falha	219	0

Analisando a tabela 34, é possível perceber que os estados 2,3,4,5 podem ser combinados por apresentarem o mesmo resultado de capacidade disponível de 164 MW. Os estados 6,7,8,9,10,11 também podem ser combinados por apresentarem o mesmo resultado de capacidade disponível de 109 MW. Os estados 12,13,14,15 podem ser combinados por apresentarem o mesmo resultado de 55 MW. Sendo assim, a tabela 35 ilustra os estados combinados da alternativa.

TABELA 35 – TABELA DE ESTADOS COMBINADOS DA ALTERNATIVA B4

Estado	Unidades Funcionando(u)	Unidades em Falha (d)	Capacidade em Falha	Capacidade Disponível
1	4	0	0	219
2	3	1	55	164
3	2	2	109	109
4	1	3	164	55
5	0	4	219	0

A figura 48 ilustra o diagrama de estados representativo da tabela 35:

Figura 48. Diagrama de estados e taxas de transição da alternativa B4

A partir da tabela 35 e do diagrama de estados da figura 47, é possível calcular as probabilidades dos estados individuais e acumulados, P_i e P_i' , as taxas de entrada e saída dos estados, λ_{-i} e λ_{+i} , as frequências individuais e acumulados f_i , f_{i+1} e f_i' , a duração dos estados m_i e o ciclo de cada estado T . Tais valores estão resumidos na tabela 36 e a representação do ciclo temporal das falhas com suas durações aparece na figura 49:

TABELA 36 – CÁLCULOS DE FREQUÊNCIA E DURAÇÃO DA ALTERNATIVA B4

Estado	Número de Unidades Funcionando(u)	Número de Unidades em Falha(d)	Capacidade Disponível (MW)	Capacidade Em Manutenção (MW)	Pi	$\lambda \cdot i$ (falhas/hora)	$\lambda \cdot i$ (reparos/hora)	fi (ocorrência/hora)	Pi'	f' i+1	fi'	m'i (horas)	T (horas)
1	4	0	219	0	0,967144738	0,001897778	0,000000000	0,001835426	0,999999995	0,003779771			
2	3	1	164	55	0,032444815	0,001423334	0,057045149	0,001896999	0,032855257	0,001944345	0,003748985	8,76	527
3	2	2	109	109	0,00040816	0,000948889	0,114090297	0,000046954	0,000410442	0,000047346	0,000093526	4,39	21297
4	1	3	55	164	0,000002282	0,000474445	0,171135446	0,000000392	0,000004564	0,000000392	0,000000781	5,84	2553435
5	0	4	0	219	0,000000005	0,000000000	0,228180594	0,000000001	0,000002292	0,000000393	0,000000394	5,82	915913558

Figura 49. Ciclo e durações de falhas da alternativa B4

5.1.2.3 SIMULAÇÃO DOS PARÂMETROS DE CONFIABILIDADE DA ALTERNATIVA COM 3 UNIDADES GERADORAS COM TURBINA KAPLAN DE 73 MW

A Tabela 37 ilustra os dados de referência da unidade do tipo bulbo, retirados da amostra de referência:

TABELA 37 – DADOS DA UNIDADE GERADORA COM TURBINA TIPO KAPLAN

RETIRADOS DA AMOSTRA K_C

Características	Valores
Tipo de Turbina	Kaplan
TEIFa(%)	1,53
TEIP(%)	5,93
ID(%)	92,63
Nf(/ano)	4,32
$T_{ano-TEIP}$ (hs/ano)	8240,58
λ (falhas/hora)	5,25E-04
r(hs)	125,96
μ (reparos/hora)	3,43E-02
Disponibilidade A(%)	98,47
Indisponibilidade U(%)	1,53

Aplicando a metodologia do fluxograma da figura 41, tem-se a seguinte tabela de capacidades:

TABELA 38 – TABELA DE CAPACIDADES DA ALTERNATIVA K_C

Estado	Unidade 1	Unidade 2	Unidade 3	Capacidade em Falha	Capacidade Disponível
1	Funcionando	Funcionando	Funcionando	0	219
2	Falha	Funcionando	Funcionando	73	146
3	Funcionando	Falha	Funcionando	73	146
4	Funcionando	Funcionando	Falha	73	146
5	Falha	Falha	Funcionando	146	73
6	Falha	Funcionando	Falha	146	73
7	Funcionando	Falha	Falha	146	73
8	Falha	Falha	Falha	219	0

Analisando a tabela 38, é possível perceber que os estados 2,3,4 podem ser combinados por apresentarem o mesmo resultado de capacidade disponível de 146 MW. Os estados 5,6,7 também podem ser combinados por apresentarem o mesmo resultado de capacidade disponível de 73 MW. Sendo assim, a tabela 39 ilustra os estados combinados da alternativa.

TABELA 39 – TABELA DE ESTADOS COMBINADOS DA ALTERNATIVA K_C

Estado	Unidades Funcionando(u)	Unidades em Falha (d)	Capacidade em Falha	Capacidade Disponível
1	3	0	0	219
2	2	1	73	146
3	1	2	146	73
4	0	3	219	0

A figura 50 ilustra o diagrama de estados representativo da tabela 39:

Figura 50. Diagrama de estados e taxas de transição da alternativa K_C

A partir da tabela 39 e do diagrama de estados da figura 50, é possível calcular as probabilidades dos estados individuais e acumulados, P_i e P_i' , as taxas de entrada e saída dos estados, λ_{-i} e λ_{+i} , as frequências individuais e acumulados f_i , f'_{i+1} e f_i' , a duração dos estados m_i' e o ciclo de cada estado T . Tais valores estão resumidos na tabela 40 e a representação do ciclo temporal das falhas com suas durações aparece na figura 50:

TABELA 40 – CÁLCULOS DE FREQUÊNCIA E DURAÇÃO DA ALTERNATIVA K_C

Estado	Número de Unidades Funcionando(u)	Número de Unidades em Falha(d)	Capacidade Disponível (MW)	Capacidade Em Manutenção (MW)	P _i	$\lambda \cdot i$ (falhas/hora)	$\lambda \cdot i$ (reparos/hora)	f _i (ocorrência/hora)	P _i '	f' i+1	f _i '	m' i (horas)	T (horas)
1	3	0	219	0	0,954842323	0,001574069	0,000000000	0,001502988	1,000000000	0,003124079			
2	2	1	146	73	0,044463926	0,001049379	0,034327100	0,001572977	0,045157677	0,001621091	0,003100749	14,56	636
3	1	2	73	146	0,000690181	0,000524690	0,068654199	0,000047746	0,000693752	0,000048114	0,000095135	7,29	20944
4	0	3	0	219	0,000003571	0,000000000	0,102981299	0,000000368	0,000007142	0,000000368	0,000000736	9,71	2719226

Figura 50. Ciclo e durações de falhas da alternativa K_C

5.1.2.4 SIMULAÇÃO DOS PARÂMETROS DE CONFIABILIDADE DA ALTERNATIVA COM 4 UNIDADES GERADORAS COM TURBINA KAPLAN DE 55 MW

A Tabela 41 ilustra os dados de referência da unidade do tipo bulbo, retirados da amostra de referência:

TABELA 41 – DADOS DA UNIDADE GERADORA COM TURBINA TIPO KAPLAN

RETIRADOS DA AMOSTRA K_B

Características	Valores
Tipo de Turbina	Kaplan
TEIFa(%)	1,46
TEIP(%)	4,86
ID(%)	93,77
Nf(/ano)	4,35
T _{ano} -TEIP(hs/ano)	8334,41
λ (falhas/hora)	5,22E-04
r(hs)	121,78
μ (reparos/hora)	3,57E-02
Disponibilidade A(%)	98,54
Indisponibilidade U(%)	1,46

Aplicando a metodologia do fluxograma da figura 41, tem-se a seguinte tabela de capacidades:

TABELA 42 – TABELA DE CAPACIDADES DA ALTERNATIVA K_B

Estado	Unidade 1	Unidade 2	Unidade 3	Unidade 4	Capac. em Falha	Capacidade Disponível
1	Funcionando	Funcionando	Funcionando	Funcionando	0	219
2	Falha	Funcionando	Funcionando	Funcionando	55	164
3	Funcionando	Falha	Funcionando	Funcionando	55	164
4	Funcionando	Funcionando	Falha	Funcionando	55	164
5	Funcionando	Funcionando	Funcionando	Falha	55	164
6	Falha	Falha	Funcionando	Funcionando	109	109
7	Falha	Funcionando	Falha	Funcionando	109	109
8	Falha	Funcionando	Funcionando	Falha	109	109
9	Funcionando	Falha	Falha	Funcionando	109	109
10	Funcionando	Falha	Funcionando	Falha	109	109
11	Funcionando	Funcionando	Falha	Falha	109	109
12	Falha	Falha	Falha	Funcionando	164	55
13	Falha	Falha	Funcionando	Falha	164	55
14	Funcionando	Falha	Falha	Falha	164	55
15	Falha	Funcionando	Falha	Falha	164	55
16	Falha	Falha	Falha	Falha	219	0

Analisando a tabela 42, é possível perceber que os estados 2,3,4,5 podem ser combinados por apresentarem o mesmo resultado de capacidade disponível de 164 MW. Os estados 6,7,8,9,10,11 também podem ser combinados por apresentarem o mesmo resultado de capacidade disponível de 109 MW. Os estados 12,13,14,15 podem ser combinados por apresentarem o mesmo resultado de 55 MW. Sendo assim, a tabela 43 ilustra os estados combinados da alternativa.

TABELA 43 – TABELA DE ESTADOS COMBINADOS DA ALTERNATIVA K_B

Estado	Unidades Funcionando(u)	Unidades em Falha (d)	Capacidade em Falha	Capacidade Disponível
1	4	0	0	219
2	3	1	55	164
3	2	2	109	109
4	1	3	164	55
5	0	4	219	0

A figura 51 ilustra o diagrama de estados representativo da tabela 43:

Figura 51. Diagrama de estados e taxas de transição da alternativa Kb

A partir da tabela 43 e do diagrama de estados da figura 51, é possível calcular as probabilidades dos estados individuais e acumulados, P_i e P_i' , as taxas de entrada e saída dos estados, λ_{-i} e λ_{+i} , as frequências individuais e acumulados f_i , f_{i+1} e f_i' , a duração dos estados m_i e o ciclo de cada estado T . Tais valores estão resumidos na tabela 44 e a representação do ciclo temporal das falhas com suas durações aparece na figura 52:

TABELA 44 – CÁLCULOS DE FREQUÊNCIA E DURAÇÃO DA ALTERNATIVA K_B

Estado	Número de Unidades Funcionando(u)	Número de Unidades em Falha(d)	Capacidade Disponível (MW)	Capacidade Em Manutenção (MW)	P _i	$\lambda \cdot i$ (falhas/hora)	$\lambda \cdot i$ (reparos/hora)	f _i (ocorrência/hora)	P _i '	f' i+1	f _i '	m' i (horas)	T (horas)
1	4	0	219	0	0,94282063	0,002088929	0,000000000	0,001969486	0,999999954	0,004147329			
2	3	1	164	55	0,055923129	0,001566697	0,035739963	0,002086305	0,057179325	0,002177843	0,004088919	13,98	479
3	2	2	109	109	0,001243899	0,001044465	0,071479927	0,000090213	0,001256196	0,000091538	0,000179153	7,01	11085
4	1	3	55	164	0,000012297	0,000522232	0,107219890	0,000001325	0,000024594	0,000001325	0,000002637	9,33	754776
5	0	4	0	219	0,000000046	0,000000000	0,142959853	0,000000007	0,000012388	0,000001331	0,000001338	9,26	153443060

Figura 52. Ciclo e durações de falhas da alternativa K_B

5.2 VALIDAÇÃO DAS ALTERNATIVAS ESTUDADAS

As alternativas estudadas demonstram, claramente, que são diferentes em seus valores de intervalos e frequências de paradas não programadas, que alteram os índices de confiabilidade, como Teifa e ID. Para validação, faz-se necessária sua comparação com os índices da tabela 3.

A tabela 45 resume os cálculos de TEIF e TEIP, além do ID equivalente, para as alternativas de arranjo pesquisado:

TABELA 45 – CÁLCULOS DE TEIF, TEIP E ID PARA AS ALTERNATIVAS ESTUDADAS

Alternativa	Duração m'2(horas)	Ciclo T de m'2(horas)	Duração m'3(horas)	Ciclo T de m'3(horas)	TEIF	TEIP	ID
B3	8,76	703	4,39	42415	0,0129	0,0352	0,9524
B4	8,76	527	4,39	21297	0,0173	0,0352	0,9482
KB	13,98	479	7,01	11085	0,0309	0,0486	0,9221
KC	14,56	636	7,29	20944	0,0239	0,0593	0,9182

Tais resultados são comparados com os índices de ID da tabela 3, conforme ilustrado na tabela 46:

TABELA 46 – COMPARAÇÃO DE ID DAS ALTERNATIVAS PESQUISADAS COM OS VALORES REGULATÓRIOS

Alternativa	ID	Classe	ID _{ref}	FID
B3	0,9524	C	0,9096984	1,0632
B4	0,9482	B	0,9302018	1,0193
K _B	0,9221	B	0,9302018	0,9912
K _C	0,9182	C	0,9096984	1,0249

Das alternativas estudadas, apenas a alternativa K_B não atenderia aos requisitos regulatórios. O impacto na energia assegurada seria de:

$$E_{AF} = E_{AI} \cdot FID = 132,77 \text{ MWmed} \cdot 0,9912 = 131,60 \text{ MWmed} \quad (111)$$

Nas condições atuais, considerando o valor da TEO para o ano de 2013 como sendo de R\$ 10,01 / MWh e o valor do PLD médio do mês de julho de 2013 para o submercado Norte de R\$ 138,12 / MWh, o impacto financeiro IF mensal, calculado a partir da equação 12, seria de:

$$IF = \text{Redução MWh} \times (\text{PLD} - \text{TEO}) \quad (112)$$

$$IF = (132,77 - 131,60) \times (131,53 - 10,01) \times 720 = \text{R\$ } 1023698,45 \quad (113)$$

5.3 VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA DE AMOSTRAGEM E COMPARAÇÃO COM USINA EXISTENTE

A metodologia proposta nesta tese de doutorado tem o fim de criar estimadores para a previsão de índices de confiabilidade de unidades geradoras de energia de características semelhantes. Tais índices devem ser eficientes e representativos, conforme os conceitos de amostragem ilustrados no capítulo 2.

O meio adotado pela metodologia apresenta, como resultado principal, a redução da incerteza sobre a média dos valores de TEIFA, TEIP e ID, incerteza que, matematicamente, é equivalente à magnitude do desvio padrão das populações.

A tabela 26 compara os parâmetros de confiabilidade da população original de cento e vinte nove usinas com a população tratada com a aplicação da metodologia com 119 componentes, sendo que 10 foram eliminados pelo tratamento de *outliers*. Os desvios padrão dos parâmetros de confiabilidade da população tratada e censurada são, claramente, menores que os desvios padrão da população original.

TABELA 47 – TABELA COMPARATIVA DOS PARÂMETROS DE CONFIABILIDADE ENTRE A POPULAÇÃO ORIGINAL E POPULAÇÃO TRATADA E CENSURADA

Parâmetros		População Original			População Tratada e Censurada		
		TEIFA	TEIP	ID	TEIFA	TEIP	ID
Média		1,86%	5,59%	92,65%	1,45%	5,10%	93,53%
Intervalo de 95% de confiança da média	Limite Inferior	1,37%	4,98%	91,89%	1,23%	4,74%	93,08%
	Limite Superior	2,36%	6,20%	93,41%	1,67%	5,45%	93,98%
Mediana		1,23%	5,00%	93,70%	1,08%	4,98%	93,84%
Variância		7,976	12,104	18,955	1,451	3,743	6,099
Desvio Padrão		2,82%	3,48%	4,35%	1,20%	1,93%	2,47%
Mínimo		0,06%	1,56%	70,19%	0,06%	1,56%	86,37%
Máximo		25,05%	28,75%	98,13%	6,24%	11,15%	98,13%
Amplitude		24,98%	27,19%	27,94%	6,18%	9,59%	11,76%

Outra forma de validação da metodologia MACPGE é a comparação entre os parâmetros estimados pelo processo de amostragem e os dados reais medidos mensalmente, durante o período de 60 meses, e disponibilizados pelo ONS.

Para simular os índices mensais de TEIF a partir dos valores característicos das amostras estratificadas da população, utiliza-se o método de Monte Carlo (BILLINGTON,LI,1994;WINSTON,2004).Após a verificação da normalidade ou não do histórico de TEIFa, aplicam-se testes estatísticos paramétricos como o teste de ANOVA ,ou não paramétricos como o teste de Wilcoxon(FÁVERO et al.,2009) para verificar se as médias são, estatisticamente, iguais.

Se o resultado dos testes indicar que as séries TEIF das usinas componentes da amostra possuem médias estatisticamente iguais à amostra de referência, a amostra estará validada; caso contrário, a legitimação não ocorrerá.

O fluxograma da figura 53 ilustra o processo de simulação e comparação de parâmetros:

Figura 53. Fluxograma para comparação dos valores de TEIFA de valores simulados a partir das amostras e dados apurados de usinas existentes

Aplicando-se o teste em umas das amostras encontradas na metodologia, a amostra FC tem os seguintes parâmetros característicos:

TABELA 48 – TABELA COM OS PARÂMETROS CARACTERÍSTICOS DA AMOSTRA F_C COM TURBINAS FRANCIS DE 60 A 199MW

Parâmetros		TEIFa
Média		1,1383
Intervalo de 95% de confiança da média	Limite Inferior	0,7961
	Limite Superior	1,4806
Mediana		0,8510
Variância		0,7181
Desvio Padrão		0,8474
Mínimo		0,0814
Máximo		3,4475
Amplitude		3,3661

A partir dos parâmetros de TEIFa simulou- se o histórico de 60 meses de uma usina componente da amostra, sendo os resultados mostrados na tabela 49:

TABELA 49 – TABELA COM OS VALORES SIMULADOS DE TEIFA A PARTIR DOS VALORES CARACTERÍSTICOS DA AMOSTRA F_C

0,010001	0,01151	0,011129	0,011481	0,010678	0,01227
0,011674	0,010358	0,011381	0,012272	0,010033	0,011086
0,008718	0,009927	0,010385	0,012488	0,010901	0,011512
0,012712	0,013526	0,012541	0,011313	0,010832	0,01089
0,012629	0,011751	0,011246	0,012648	0,010781	0,009702
0,011907	0,009843	0,014072	0,013557	0,011569	0,012026
0,011004	0,01256	0,012109	0,010023	0,013042	0,013441
0,011038	0,009843	0,013211	0,011799	0,013151	0,009108
0,009719	0,011578	0,011882	0,010916	0,012089	0,010785
0,012632	0,012201	0,013218	0,011468	0,011177	0,013107

Os valores da tabela 49, assim como os valores de TEIF da usina representativa da amostra, têm distribuição normal, conforme ilustrado na tabela 50:

TABELA 50 – TESTE DE NORMALIDADE DOS VALORES SIMULADOS DE TEIFA A PARTIR DOS VALORES CARACTERÍSTICOS DA AMOSTRA F_C E DA USINA COMPONENTE DA AMOSTRA F_C

	Kolmogorov-Smirnov		
	Estatística	Graus de Liberdade	Significância
Usina da Amostra F_C	0,07	60	0,01
Série gerada a partir de F_C	0,06	60	0,01

Para amostras com número de componentes acima de cinquenta, a um nível de significância de 1%, o valor da estatística D_{cal} é:

$$D_{cal} = \frac{1,63}{\sqrt{N}} = \frac{1,63}{\sqrt{60}} = 0,210 \quad (114)$$

Como as estatísticas calculadas possuem um valor abaixo do valor crítico, conclui-se que as distribuições de TEIF, tanto da amostra gerada quanto da usina selecionada, são normais.

Aplicando-se o teste Anova nas duas amostras, tem-se:

TABELA 51 – TESTE DE IGUALDADE DAS MÉDIAS DOS VALORES SIMULADOS DE TEIFA A PARTIR DOS VALORES CARACTERÍSTICOS DA AMOSTRA F_C E DA USINA COMPONENTE DA AMOSTRA F_C

			Soma dos Quadrados	df	Quadrado Médio	F	Sig.
TEIF * Amostra	Entre Grupos	(Combinado)	0,000	1,000	0,000	3,015	0,085
	Nos grupos		0,003	118,000	0,000		
	Total		0,003	119,000			

Como o valor da estatística F é menor que o valor crítico - que é de 6,900- conclui-se que as médias são, estatisticamente, iguais e a amostra está validada.

6 CONCLUSÃO

O presente estudo identificou a necessidade do desenvolvimento de uma metodologia para ser utilizada como ferramenta de auxílio à engenharia no cálculo de índices de confiabilidade de usinas hidroelétricas e o impacto financeiro da escolha de configuração da UHE quanto ao atendimento aos índices regulatórios. A teoria estudada ao longo deste trabalho de pesquisa permitiu o desenvolvimento de uma metodologia intitulada MACPGE. A metodologia proposta se diferencia das outras existentes pelo tratamento estatístico dado aos dados operativos das usinas brasileiras, sendo uma ferramenta útil ao projeto de novas usinas e considerando as condições locais existentes no Brasil.

A MACPGE foi aplicada num estudo de caso real de uma UHE, com dados retirados do levantamento e tratamento estatístico de bancos de dados com número suficiente e características físicas apropriadas de unidades geradoras de usinas hidrelétricas.

A partir do tratamento do banco de dados de usinas uma série de amostras estatisticamente tratadas serviu de base para a modelagem de unidades geradoras de novas UHE's. Estas amostras são caracterizadas por valores de disponibilidade(A), indisponibilidade(U), taxas de falhas λ e taxa de reparos μ .

Por meio da análise quantitativa dos resultados obtidos da modelagem das unidades geradoras, os requisitos adotados nos projetos de UHE's como premissas de projeto podem ser analisados. Se os índices de confiabilidade calculados para a UHE não alcançarem os preconizados pelos agentes regulatórios, o impacto financeiro pode ser estimado pelo montante de redução da energia assegurada.

A metodologia desenvolvida pode ser aplicada a outros tipos de plantas de geração levando-se em consideração as características construtivas destas plantas.

Deve ser levado em consideração também que as instalações de geração existentes foram implantadas em um modelo que não vislumbrava penalidades quando da ocorrência de indisponibilidades, em período anterior à reformulação do setor elétrico,

Porém, no modelo regulatório atual, estas instalações estão sujeitas à incidência do MRA e torna-se imprescindível para as geradoras a realização de uma atualização nos processos

de gestão de seus ativos de geração de forma a elevar razoavelmente o desempenho das instalações.

O método adotado nesta tese permite avaliar os índices de confiabilidade de diferentes arranjos da UHE. Esta tese também indica novas possibilidades de pesquisa e aprimoramento de metodologias para o cálculo de confiabilidade e de disponibilidade de usinas hidroelétricas.

Alguns dos temas que podem ser pesquisados no futuro são:

- a) A especificação dos índices de confiabilidade dos componentes, para atendimento dos pré-requisitos de confiabilidade da usina hidrelétrica como um todo.
- b) A aplicação de métodos científicos para modelagem do sistema e consequente automatização desta modelagem através de recursos computacionais.
- c) A automatização dos cálculos associados a MACPGE por meio do desenvolvimento de software de aplicação
- d) A avaliação do ciclo de vida do sistema e dos custos de falha, operação e manutenção da UHE.
- e) O desenvolvimento de metodologias de otimização e realocação dos componentes visando à disponibilidade levando-se em conta os custos envolvidos.

Assim sendo, esta tese atingiu os seus objetivos principais, e também identificou alguns caminhos de continuidade para o avanço de metodologias para a avaliação da confiabilidade de usinas hidrelétricas.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRAGE, **Análise Estatística de Desempenho Unidades Geradoras Hidráulicas e Térmicas, e Equipamentos sob Responsabilidade da Geração**, Grupo Técnico de Manutenção, Associação Brasileira das Grandes Empresas de Geração de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, RJ, Relatório Técnico. RT.ABRAGE.GTMN.CDE-GRE.003, 2008.

ABRAGE, **Análise Estatística de Desempenho Unidades Geradoras Hidráulicas e Térmicas, e Equipamentos sob Responsabilidade da Geração**, Grupo Técnico de Manutenção, Associação Brasileira das Grandes Empresas de Geração de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, RJ, Relatório Técnico. RT.ABRAGE.GTMN.CDE-GRE.003, 2009.

ABRAGE, **Análise Estatística de Desempenho Unidades Geradoras Hidráulicas e Térmicas, e Equipamentos sob Responsabilidade da Geração**, Grupo Técnico de Manutenção, Associação Brasileira das Grandes Empresas de Geração de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, RJ, Relatório Técnico. RT.ABRAGE.GTMN.CDE-GRE.003, 2010.

ABRAGE, **Análise Estatística de Desempenho Unidades Geradoras Hidráulicas e Térmicas, e Equipamentos sob Responsabilidade da Geração**, Grupo Técnico de Manutenção, Associação Brasileira das Grandes Empresas de Geração de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, RJ, Relatório Técnico. RT.ABRAGE.GTMN.CDE-GRE.003, 2011.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, **“Resolução ANEEL n° 688 - Aprova as Regras do Mercado, componentes da versão 3.5, que incorpora incentivo à eficiência de usinas participantes do Mecanismo de Realocação Energia - MRE”**, 24 de dezembro de 2003.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, **“Resolução Normativa n° 169 - Estabelece as condições para contratação de energia elétrica, em caso de indisponibilidade de unidade geradora ou empreendimento de importação de energia”**, 10 de outubro de 2005.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, **"Cadernos Temáticos ANEEL-Energia Assegurada"**, Abril de 2005.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, **“Atlas de Energia Elétrica, 3ª Edição**, 2008.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, **Banco de Informações de Geração**, <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp> .Acessado em fevereiro de 2012.

ANSI/IEEE. ANSI/IEEE Std 762-2006 - **IEEE Standard Definitions for Use in Reporting Electric Generating Unit Reliability, Availability, and Productivity**. New York, NY, USA: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc, 2006.
Benjamini, Y. **Opening the Box of a Boxplot**. The American Statistician 42 (4): 257–262; 1988.

BICKLEY, J.F., III; COSTANTINI, L.P.; NIEBO, R.J. **International performance definitions for electric generating units: IEEE and UNIPED working together**, Industry Applications Society Annual Meeting, 1992., Conference Record of the 1992 IEEE Digital Object Identifier: 1109/IAS.1992.244272 Publication Year: 1992, Page(s): 1281 – 1285, vol.2

BILLINGTON, R.; LOGAN, D.; CURLEY, G.M.; STASCHUS, K. **Reliability information in a competitive market**, Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE Volume: 1 Publication Year: 2000, Page(s): 5 - 15 vol. 1.

BILLINGTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques**. New York: Plenum Press, 1983.

BILLINGTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability Evaluation of Power Systems**. Great Britain: Pitman Advanced Publishing Program, 1984.

BILLINGTON, R., CHOWDHURY, A. A., **A Model for peaking Units Using the Canadian Electrical Association Data Base**, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-104, 1985, pp.2927-2933.

BILLINGTON, R., GE, J., **A Comparison of North American Generating Unit Outage Parameters and Unavailability Indices**, Proceedings of the 2002 IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering.

BILLINGTON, R.; RINGLEE, R. J.; WOOD, A. J. **Power System Reliability Calculations**. Cambridge, Massachusetts: The MIT Press, 1978.

BILLINGTON, R. **Power System Reliability Evaluation**. New York: Gordon and Breach, Science Publishers, 1970.

BILLINGTON R. ; Allan R.N. **Power System Reliability in Perspective**. IEE Journal on Electronics and Power, vol. 30, p.231-236, março, 1984.

BILLINGTON, R., CHEN, H. JIAQI ZHOU **Individual generating station reliability assessment**, Power Systems, IEEE Transactions on 1999 volume: 14, 1999

BILLINGTON, R.; LI, W., **Reliability Assessment of Electric Power Systems using Monte Carlo Methods**, Plenum Press, New York, 1994.

BLANCHARD B.S. AND FABRYCKY W.J. **Systems Engineering and Analysis, Fifth Edition**. Prentice Hall, 2011.

BRASIL CAMARGO, C. C. DE. **Confiabilidade aplicada a sistemas de potência elétrica**. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos Editora S.A., Eletrobrás, FEESC, 1981.

BREIPOHL, A.M., ET AL, **Pooling Generating Unit Data for Improved Estimates of Performance Indices**, (with AMP Task Force on Generator Data Pooling), IEEE Transactions on PWRs, Vol. 10, No. 4, 1995, pp.1912-1918.

BUSSAB, W. O.; MORETTIN, P. A. **Estatística Básica**. 7ª edição. São Paulo. Editora Saraiva, 2012.

CALSETTA, A.B. ALBRECHT, P.F.; COOK, V.M.; RINGLEE, R.J.; WHOOLEY, J.P. ,**A Four-State Model for Estimation of Outage Risk for Units in Peaking Service**, Report of the IEEE Task Group on Models for Peaking Service Units, Application of Probability Methods Subcommittee, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, March/April 1972, pages 618-627.

COOPERS&LYBRAND,Projeto RE-SEB, "**Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro**"- **Conjunto de Relatórios da Consultora Coopers & Lybrand** - Fases I a VII. - "Regras do Mercado Atacadista de Energia" - ASMAE, Novembro de 1999.

D'ARAÚJO, ROBERTO PEREIRA - **O setor elétrico brasileiro – uma aventura mercantil** ,Brasília: Confea, 2009.

DODGE, MARK; STINSON, CRAIG,2007. Microsoft Office Excel 2007 inside out. Microsoft Press. ISBN 0-7356-2321-X.

ELETROBRÁS, **Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas**, 2007. FÁVERO,L.P.,BELFIORE,P,SILVA,F.L.,CHANB.L;**Análise de dados : modelagem multivariada para tomada de decisões**. – Rio de Janeiro : Elsevier, 2009.

FERREIRA, AURÉLIO BUARQUE DE HOLANDA. **Dicionário Aurélio eletrônico: século XXI**. Rio de Janeiro: Nova Fronteira/Lexicon Informática, 1999.

FRIGGE, MICHAEL; HOAGLIN, DAVID C.; IGLEWICZ, BORIS. **Some Implementations of the Boxplot**. The American Statistician 43 (1): 50–54; February; 1989.

HIRANO,E.W. – **Desenvolvimento de uma metodologia para diagnóstico da produtividade na geração de energia elétrica** . 220p. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina -Florianópolis, – 2003.

IBM,**IBM SPSS Statistics 19.0 - Agosto 2010 - Online Manuals**
;http://publib.boulder.ibm.com/infocenter/spssstat/v20r0m0/index.jsp . Acessado em julho de 2010.

INCOSE - International Council of Systems Engineering , **INCOSE Systems Engineering Handbook v3.2.2**, 2011

KOVAL, D. O., CHOWDHURY, A.A., **Base Load Generator Unit Operating Characteristics**, Proceedings of IEEE Industrial and Commercial Power Systems Conference, Orange City, California, May 1-5, 1994, pp. 225-230.

KOVAL, D. O., CHOWDHURY, A. A., **Generating Peaking Unit Operating Characteristics**, IEEE Transactions on Industry Applications, Volume 30, Number 5, September/October 1994, pp. 1309-1316.

LEVENE, HOWARD . **Robust tests for equality of variances**. In Ingram Olkin, Harold Hotelling, et alia. Stanford University Press, 1960. pp. 278–292.

MACINTYRE, ARCHIBALD JOSEPH. **Máquinas motrizes hidráulicas**. Rio de Janeiro: Editora Guanabara Dois SA, 1983.

MANKIW, N.G. - **Principles of Economics**, 3ª edição, Mason: Thomson South-Western 2003

MCGILL, ROBERT; TUKEY, JOHN W.; LARSEN, WAYNE A. **Variations of Box Plots**. The American Statistician 32 (1): 12–16; February; 1978.

MICROSOFT, **Manual do Microsoft Office Excel 2010**, Microsoft Press; <http://download.microsoft.com/download/B/4/4/B444131F-9BEC-448E-8BF8-90FE34179DF2/ExcelGuide-BRZ.doc> . Acessado em Junho de 2012.

MONTGOMERY, D. C. E RUNGER, G. C. **Estatística aplicada e probabilidade para engenheiros**. 5ª Edição , LTC, 2012.

MOSONYI, E. **Water Power Development: High Head Power Plants** – Akademiai kiadó – Budapest, Hungria – 1991.

NERC/GADS. **Data Reporting Instructions**. Princeton: North American Electric Reliability Council's (NERC) Generating Availability Data System (GADS), 2002. Neto, Pedro Luiz de Oliveira Costa, **Estatística**, 2ª Edição. Edgard Blucher, 2002.

NORTE ENERGIA SA – , **Conheça Belo Monte**, http://www.blogbelomonte.com.br/wp-content/uploads/2011/11/sitio_belo_monte.jpg . Acessado em fevereiro de 2012.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, **Planejamento da Operação Elétrica de Médio Prazo 2009-2010**, 2011.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, **Taxas equivalentes de indisponibilidades - TEIP e TEIfa**, www.ons.org.br/download/teifa_teip.xls. Acessado em fevereiro de 2012.

PEDROSA, PAULO - **Desafios da Regulação do Setor Elétrico, modicidade tarifária e atração de investimentos -Texto para discussão** – ANEEL, Brasília, 2005.

RAABE, JOACHIM. **Hydro power: the design, use, and function of hydromechanical, hydraulic, and electrical equipment**. Dusseldorf: VDI-Verlag, 1985.

RAZALI, NORNADIAH; WAH, YAP BEE. **Power comparisons of Shapiro-Wilk, Kolmogorov-Smirnov, Lilliefors and Anderson-Darling tests** , 2011. Journal of Statistical Modeling and Analytics 2 (1): 21-33.

REDDY, T. A. **Applied Data Analysis and Modeling for Energy Engineers and Scientists**, DOI 10.1007/978-1-4419-9613-8_1, Springer Science+Business Media, LLC 2011.

REIS, L.B. **Geração de Energia Elétrica: tecnologia, inserção ambiental, planejamento, operação e análise de viabilidade**. Barueri, São Paulo, 3ª edição, Editora Manole, 2003.

SHAHIDEHPOUR, M. **A delicate balance - the business and science of asset management** Power and Energy Magazine, IEEE 2005 volume: 3 ,2005.

SOUZA, ZULCY DE; SANTOS, AFONSO HENRIQUES MOREIRA; BORTONI, EDSON DA COSTA - **Centrais Hidrelétricas: implantação e comissionamento**, 2ª Edição, 2009.

Tukey, J. W. . **Exploratory Data Analysis**. Addison-Wesley. 1977.

VARDI, J.; AVI-ITZHAK, B. **Electric Energy Generation: Economics, Reliability, and Rates**. Cambridge, Massachusetts: The MIT Press, 1981.

Voith Hydro . **Curso de Usinas Hidrelétricas 2008**, Material interno, São Paulo, 2008.

WINSTON, WAYNE L. **Microsoft® Excel Data Analysis and Business Modeling**. Microsoft Press, 2009.

WORLD ENERGY COUNCIL, **Performance of Generating Plant: New Metrics for Industry in Transition**, 2010 ,

<http://www.worldenergy.org/documents/pgp2010061010.pdf> . Acessado em julho 2012.

APÊNDICE A – BANCOS DE DADOS DE UHE’S

Número Identificador	Usina	TEIFA	TEIP	ID	TipoTurbina	Pn_MW	n_RPM	nq_RPM	Num_Ugs	Tamanho
1	TUCURUI	6,24%	3,68%	90,30%	1 - Francis	335	81,8	21,61092	25	D
2	NILO PECANHA	0,85%	5,20%	94,00%	1 - Francis	47,6	450	25,89221	6	C
3	PASSO FUNDO	0,13%	2,31%	97,56%	1 - Francis	113	300	34,72164	2	C
4	PONTE PEDRA	1,07%	4,15%	94,82%	1 - Francis	58,7	514,3	43,36018	3	B
5	SA CARVALHO	1,36%	7,89%	90,86%	1 - Francis	15	400	47,56063	4	A
6	ROSAL	17,27%	2,80%	80,41%	1 - Francis	27,5	600	47,6515	2	A
7	SALTO PILAO	2,13%	6,97%	91,05%	1 - Francis	91,2	360	49,9405	2	C
8	CACONDE	3,54%	5,29%	91,36%	1 - Francis	41,2	237	50,99836	2	B
9	GUAPORE	3,86%	2,87%	93,38%	1 - Francis	40	450	51,3032	3	B
10	ITIQUEIRA II	1,99%	4,12%	93,98%	1 - Francis	47,6	322,2852	53,8	2	B
11	PICADA	1,60%	4,29%	94,18%	1 - Francis	25	450	54,69727	2	A
12	CAMPOS NOVOS	1,70%	8,34%	90,10%	1 - Francis	293,3	200	56,20908	3	D
13	EMBORCACAO	0,80%	4,81%	94,43%	1 - Francis	298	138,5	58,1289	4	D
14	FOZ DO ARÉIA	1,72%	4,98%	93,39%	1 - Francis	419	126	59,00644	4	D
15	GUILMAN AMORIM	1,70%	4,61%	93,77%	1 - Francis	35	360	59,08263	4	B
16	BARRA GRANDE	4,21%	6,92%	89,17%	1 - Francis	232,8	200	61,69993	3	D
18	CHAVANTES	0,91%	2,06%	97,04%	1 - Francis	103,5	128,6	65,13886	4	C
19	ITAUBA	1,23%	4,18%	94,64%	1 - Francis	125	150	65,27563	4	C
20	ITAIPU	0,26%	7,46%	92,29%	1 - Francis	700	92,3	66,80656	20	D
21	SERRA MESA	4,03%	7,75%	88,53%	1 - Francis	425	120	67,12446	3	D
22	SEGREDO	0,07%	5,03%	94,91%	1 - Francis	315	128,57	67,39455	4	D
23	E. DA CUNHA	0,41%	5,21%	94,41%	1 - Francis	27,2	320	67,74681	4	A
24	XINGO	1,49%	1,56%	96,97%	1 - Francis	527	109,1	68,56474	6	D
25	SALTO GRANDE	2,08%	6,06%	91,86%	1 - Francis	27	347,258	68,6	4	A
26	QUEBRA QUEIXO	1,56%	5,53%	92,99%	1 - Francis	40	400	69,00324	3	B
27	P.AFONSO 4	0,48%	5,00%	94,55%	1 - Francis	410,4	120	69,47793	6	D
28	JACUI	0,17%	3,15%	96,69%	1 - Francis	30	328,9701	70,9	6	B
29	ITA	1,64%	1,96%	96,43%	1 - Francis	290	128,57	71,43369	5	D
30	P.AFONSO 2	1,17%	11,00%	87,97%	1 - Francis	70	200	72,28622	6	C
31	ITIQUEIRA I	0,86%	4,50%	94,67%	1 - Francis	30,4	324,4584	72,6	2	B
32	IRAPE	3,45%	5,44%	91,30%	1 - Francis	120	300	73,30373	3	C
33	SLT.SANTIAGO	0,29%	4,31%	95,41%	1 - Francis	355	120	74,21287	4	D
35	SOBRAGI	0,51%	3,23%	96,28%	1 - Francis	20	360	75,12633	3	A
36	NOVA PONTE	0,66%	5,33%	94,05%	1 - Francis	170	163,6	75,24999	3	C
37	FUNDAO	1,73%	6,06%	92,31%	1 - Francis	60	257,1	76,03835	2	C
38	FUNIL	0,99%	9,58%	89,52%	1 - Francis	74	163,3	76,0702	3	C
39	P. CAVALO	2,27%	5,76%	92,10%	1 - Francis	80	257,1	77,04334	2	C
40	PARAIBUNA	1,42%	3,41%	95,21%	1 - Francis	42,5	258,3381	77,9	2	B
41	ITAPEBI	0,44%	5,46%	94,12%	1 - Francis	150	138,5	78,17361	3	C
42	JAURU	0,67%	5,67%	93,70%	1 - Francis	39,3	400	80,26011	3	B
44	MACHADINHO	0,10%	2,61%	97,29%	1 - Francis	380	120	80,97246	3	D
45	STA CLARA PR	0,85%	6,48%	92,72%	1 - Francis	60	257,1	81,58035	2	C
46	SAO SIMAO	4,40%	6,20%	89,67%	1 - Francis	285	94,7	81,76083	6	D
47	ITUMBIARA	0,66%	4,28%	95,09%	1 - Francis	380	94,7	81,88538	6	D
48	CORUMBA I	0,68%	4,72%	94,64%	1 - Francis	125	150	82,36687	3	C
49	B. ESPERANCA	0,59%	3,10%	96,33%	1 - Francis	55	120	82,46403	4	C
50	ILHA POMBO	0,49%	4,25%	95,28%	1 - Francis	27,4	112,5	82,68848	5	B
52	MANSO	4,25%	5,35%	90,63%	1 - Francis	52,5	180	84,12647	4	B
53	SERRA FACAO	1,83%	5,00%	93,27%	1 - Francis	106,3	171,4	86,76499	2	C
54	STA CLARA MG	1,13%	4,32%	94,60%	1 - Francis	20	257,1	87,31505	3	A
55	CORUMBA IV	1,27%	4,98%	93,81%	1 - Francis	63,5	200	87,32919	2	C
56	SALTO OSORIO	0,32%	2,80%	96,89%	1 - Francis	182	120	87,53312	6	C
58	SALTO CAXIAS	0,15%	3,35%	96,50%	1 - Francis	310	90	89,66828	4	D
59	MARIMBONDO	0,35%	3,83%	95,84%	1 - Francis	186	100	89,88405	8	C
60	CANA BRAVA	0,73%	5,47%	93,84%	1 - Francis	150	78,3	90,54767	3	C
61	JAGUARI	1,97%	3,52%	94,58%	1 - Francis	13,8	300	91,79157	2	A
62	ESTREITO	2,66%	7,59%	89,96%	1 - Francis	184	112,5	93,95004	6	C
63	CAPIM BRANCO I	1,61%	4,56%	93,90%	1 - Francis	80	150	95,40282	3	C
64	JAGUARA	0,81%	5,42%	93,81%	1 - Francis	106	100	95,84009	4	C
65	MONJOLINHO	1,44%	4,77%	93,86%	1 - Francis	37	257,1	96,41444	2	B
66	RONDON II	2,33%	6,53%	91,29%	1 - Francis	24,5	300	97,16839	3	A
67	ITAPARICA	3,11%	3,37%	93,63%	1 - Francis	250	81,8	100,9093	6	D
68	FOZ CHAPECO	2,79%	11,15%	86,37%	1 - Francis	213,8	90	102,5997	4	D
69	CORUMBA III	0,99%	2,70%	96,33%	1 - Francis	47,8	139	105,1076	2	B
71	I. SOLTEIRA	0,64%	5,34%	94,05%	1 - Francis	176	85,7	114,8326	20	C
72	P. PASSOS	0,23%	3,68%	96,09%	1 - Francis	50	138,5	115,3769	2	B
73	SANTA BRANCA	2,46%	2,80%	94,82%	1 - Francis	28	239,5909	119	2	A
74	SLT VERDINHO	1,52%	5,23%	93,33%	1 - Francis	46,5	171,43	120,3365	2	B
75	CAPIVARA	0,31%	5,52%	94,19%	1 - Francis	160	100	122,2232	4	C
76	CAPIM BRANCO II	2,08%	6,93%	91,13%	1 - Francis	70	163,6	127,6093	3	C
77	D. FRANCISCA	0,08%	5,64%	94,29%	1 - Francis	62,5	148,0067	131,3	2	C

Número Identificador	Usina	TEIFA	TEIP	ID	TipoTurbina	Pn_MW	n_RPM	nq_RPM	Num_Ugs	Tamanho
78	SALTO	1,91%	5,85%	92,36%	1 - Francis	58	240	162,6718	2	B
80	AGUA VERMELHA	0,75%	3,24%	96,03%	1 - Francis	232,7	196	219,9957	6	D
81	CACH.DOURADA	1,08%	2,02%	96,93%	2 - Kaplan/Propeller	17	82	52,36129	10	C
82	CASTRO ALVES	1,42%	4,54%	94,11%	2 - Kaplan/Propeller	43,3	300	74,1273	3	B
83	TRES MARIAS	2,66%	5,61%	91,88%	2 - Kaplan/Propeller	66	163,6	107,6505	6	C
85	P. ESTRELA	0,58%	3,43%	96,01%	2 - Kaplan/Propeller	56	211,8	125,8099	2	B
86	CANDONGA	2,10%	2,96%	95,01%	2 - Kaplan/Propeller	46,7	225	125,8515	3	B
87	MONTE CLARO	1,00%	6,90%	92,17%	2 - Kaplan/Propeller	65	150	131,5903	2	C
88	RETIRO BAIXO	2,20%	5,23%	92,69%	2 - Kaplan/Propeller	41	180	137,0254	2	B
89	JURUMIRIM	0,24%	2,52%	97,25%	2 - Kaplan/Propeller	48,9	138,5	140,9908	2	B
90	PASSO REAL	0,41%	2,50%	97,10%	2 - Kaplan/Propeller	82	138,5	144,2021	2	C
91	VOLTA GRANDE	2,18%	5,76%	92,19%	2 - Kaplan/Propeller	95	85,7	145,6019	4	C
92	FUNIL-GRANDE	2,28%	8,31%	89,60%	2 - Kaplan/Propeller	60	150	145,8779	3	C
93	ITUTINGA	0,18%	4,77%	95,06%	2 - Kaplan/Propeller	12,5	225	151,9375	4	A
94	IBITINGA	0,68%	6,39%	92,97%	2 - Kaplan/Propeller	43,8	100	155,1608	3	B
95	SAMUEL	1,49%	4,68%	93,89%	2 - Kaplan/Propeller	43,3	150	157,6203	5	B
96	14 DE JULHO	1,68%	5,55%	92,87%	2 - Kaplan/Propeller	50	171,74	164,8873	2	B
97	LIMOEIRO	0,92%	10,26%	88,91%	2 - Kaplan/Propeller	16	180	168,8973	2	A
98	MASCARENHAS	3,56%	9,58%	87,21%	2 - Kaplan/Propeller	49,5	105,9	174,0677	4	B
99	CURUA-UNA	0,28%	3,78%	95,95%	2 - Kaplan/Propeller	10	200	175,1236	3	A
100	BARIRI	0,36%	4,13%	95,52%	2 - Kaplan/Propeller	48	112,5	176,9395	3	B
101	PROMISSAO	0,29%	8,63%	91,10%	2 - Kaplan/Propeller	88	90	177,3259	3	C
102	BARRA BONITA	0,14%	7,16%	92,70%	2 - Kaplan/Propeller	35	129	178,2421	4	B
103	PIRAJU	0,18%	1,70%	98,13%	2 - Kaplan/Propeller	40	150	180,4993	2	B
104	NAVANHANDAVA	0,49%	7,60%	91,94%	2 - Kaplan/Propeller	115,8	100	181,8694	3	C
105	CAMARGOS	0,24%	2,54%	97,22%	2 - Kaplan/Propeller	23	192,2064	182,5	2	A
106	AIMORES	1,94%	6,49%	91,70%	2 - Kaplan/Propeller	110	105,9	183,6093	3	C
107	P. PRIMAVERA	0,96%	5,34%	93,76%	2 - Kaplan/Propeller	110	67	186,0358	14	C
108	B. COQUEIROS	4,79%	6,61%	88,92%	2 - Kaplan/Propeller	45	225	187,8682	2	B
109	JUPIA	0,79%	6,55%	92,71%	2 - Kaplan/Propeller	110,8	78,3	192,797	14	C
110	SALTO GRANDE	1,70%	5,45%	92,94%	2 - Kaplan/Propeller	18,4	128,6	197,3931	4	A
111	MOXOTO	1,13%	8,99%	89,99%	2 - Kaplan/Propeller	100	80	198,3804	4	C
112	SAO SALVADOR	2,54%	7,13%	90,51%	2 - Kaplan/Propeller	121,6	85,71	201,4504	2	C
113	TAQUARUCU	0,31%	3,39%	96,31%	2 - Kaplan/Propeller	110,8	85,7	202,8167	5	C
114	PEIXE ANGICAL	1,85%	5,98%	92,28%	2 - Kaplan/Propeller	150,7	85,7	205,7223	3	C
115	LAJEADO	0,48%	4,54%	95,00%	2 - Kaplan/Propeller	180,5	100	208,6681	5	C
116	P. COLOMBIA	4,19%	3,99%	91,98%	2 - Kaplan/Propeller	82	85,7	210,7719	4	C
117	ESTREITO TOC	2,45%	7,86%	89,88%	2 - Kaplan/Propeller	135,9	69	213,0715	8	C
118	SAO JOSE	2,52%	7,23%	90,44%	2 - Kaplan/Propeller	25,5	171,4	215,3835	2	A
119	CACU	1,04%	3,55%	95,45%	2 - Kaplan/Propeller	32,5	225	232,5583	2	B
120	ROSANA	0,22%	6,19%	93,60%	2 - Kaplan/Propeller	93	75	262,9549	4	C
121	SOBRADINHO	3,32%	4,81%	92,03%	2 - Kaplan/Propeller	175	180	403,5437	6	C
122	OURINHOS	0,92%	3,63%	95,49%	2 - Kaplan/Propeller	14,7	600	1318,663	3	A
123	HENRY BORDEN EXT	2,26%	9,41%	88,54%	3 - Pelton	40	360	6,913856	8	B
124	HENRY BORDEN SUB	2,26%	4,86%	92,99%	3 - Pelton	70	450	11,31545	6	C
125	G.P. SOUZA	1,01%	3,12%	95,90%	3 - Pelton	65	514	11,76394	4	C
126	BAGUARI	2,28%	4,92%	92,92%	4 - Bulbo	35	128,6	225,4143	4	B
127	CANOAS I	0,14%	2,80%	97,06%	4 - Bulbo	27,5	138,5	234,7145	3	A
128	IGARAPAVA	0,76%	3,61%	95,66%	4 - Bulbo	42	112,5	245,3995	5	B
129	CANOAS II	0,15%	2,74%	97,12%	4 - Bulbo	24	138,5	251,4545	3	A