GUSTAVO CARAVAGGI TENAGLIA

USINAS HIDRELÉTRICAS COTISTAS: ASPECTOS TÉCNICOS E REGULATÓRIOS SOBRE A QUALIDADE DO SERVIÇO PRESTADO

São Paulo
2017

GUSTAVO CARAVAGGI TENAGLIA

Usinas hidrelétricas cotistas: aspectos técnicos e regulatórios sobre a qualidade do serviço prestado

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de Concentração: Sistemas de Potência

Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos

São Paulo
2017

GUSTAVO CARAVAGGI TENAGLIA

Usinas hidrelétricas cotistas: aspectos técnicos e regulatórios sobre a qualidade do serviço prestado

Versão Revisada

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de Concentração: Sistemas de Potência

Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos

São Paulo
2017

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, 18 de Julho de 2017

Assinatura do autor:

Assinatura do orientador:

Tenaglia, Gustavo
Usinas Hidrelétricas Cotistas: Aspectos Técnicos e Regulatórios sobre a Qualidade do Serviço Prestado / G. Tenaglia – versão corr. -- São Paulo, 2017.
147 p.

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

1.Usinas Hidreléticas 2.Operação e Manutenção 3.Confiabilidade 4.Regulação I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

Dissertação de autoria de Gustavo Caravaggi Tenaglia, sob o título "**Usinas hidrelétricas cotistas: aspectos técnicos e regulatórios sobre a qualidade do serviço prestado**", apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, para obtenção do título de Mestre em Ciências, na área de concentração Sistemas de Potência.

Aprovado em 19 de Maio de 2017

Banca Examinadora

Prof. Dr. Dorel Soares Ramos
Instituição: PEA/EPUSP
Julgamento: Aprovado

Prof. Dr. Donato da Silva Filho
Instituição: EDP
Julgamento: Aprovado

Prof. Dr. Franklin Kelly Miguel
Instituição: COPEL / FGV
Julgamento: Aprovado

Dedico esta dissertação aos meus pais, Marcelo e Maria, às minhas tias Helena, Judith e Maria Inês, às minhas irmãs Denise e Daniela e à Daniele.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Universidade de São Paulo, a Escola Politécnica e aos professores e colegas do Departamento de Energia e Automação Elétricas, que desde 2009 fazem parte da minha vida e da minha formação profissional.

Agradeço ao Prof. Dorel, pela voto de confiança, paciência e ensinamentos transmitidos.

Agradeço ao Prof. Marciano Morozowski, pela colaboração no desenvolvimento deste trabalho e por estar sempre disponível para contribuir com o desenvolvimento da minha pesquisa.

Agradeço também ao Prof. Lebensztajn, por ter me guiado durante os primeiros passos da vida acadêmica e por ter se tornado uma grande referência para mim.

Agradeço a Voith Hydro, principalmente ao Ricardo Maia, Dr. Manuel Gonçalves e Silvio Tashiro, pela compreensão e apoio durante o desenvolvimento desta dissertação.

Agradeço aos meus pais e familiares, por acreditar em mim e respeitar a minha ausência temporária durante os inúmeros finais de semana de trabalho.

Agradeço eternamente à Daniele, cuja parceria, confiança e compreensão são a base e inspiração para minha formação.

Agradeço aos meus colegas de LMAG: Renan, Lucas, Salles e Daniela; aos meus amigos da Poli: Bena, Azeitona, Pascon e Matsubara; aos meus amigos de Carandá: Vestri, Orelha, Augusto e Ramon e aos meus amigos Grazi, Gu e Pri. Agradeço também ao Mateus Balan, pelo auxílio nesta reta final.

Por fim, agradeço a todos aqueles que me apoiaram e fizeram parte direta ou indiretamente da minha formação – mesmo que não citados nominalmente aqui – mas que sabem da sua importância para essa jornada.

Fica aqui o meu muito obrigado.

Gustavo C. Tenaglia

"Getting to the top of any given mountain was considered much less important than how one got there (...)" (Jon Krakauer, Into Thin Air)

Resumo

Esta Dissertação traz uma discussão sobre a necessidade de haver políticas de incentivo à existência de almoxarifado de operação em usinas hidrelétricas que renovaram suas concessões através da Lei 12.783/13 passando a pertencer ao regime de cotas de garantia física, e seus efeitos imediatos para a disponibilidade do sistema gerador e para a segurança de operação do sistema elétrico brasileiro, estabelecendo conexões do ambiente regulatório/econômico com o mundo físico/real. Com base nas teorias de confiabilidade, métodos de gestão de ativos e políticas de operação e manutenção, analisa-se a situação real do parque gerador hidrelétrico com mais de 30 anos de operação, e as consequências do aumento das taxas de falhas e redução de vida útil, explanando a necessidade de se promover uma forma de incentivo que corrija as assimetrias regulatórias estabelecidas, envolvendo as penalidades e os benefícios percebidos tanto pelo lado do agente regulado, quanto pelo lado do consumidor final. No texto deste trabalho, verifica-se uma discrepância entre os custos de O&M reais e regulatórios, induzindo duas análises possíveis: Para o caso em que as remunerações são superiores aos custos reais, a penalização proposta pelo regulador não é suficiente para induzir investimentos em almoxarifados, dado que o retorno não condiz com o custo de oportunidade do capital empregado. Já para o caso em que as remunerações são inferiores aos custos reais, as penalidades podem impor um desequilíbrio econômico-financeiro da gestão dos ativos, anulando os incentivos para manutenção da disponibilidade através da imobilização de ativos sobressalentes. Estes casos demonstram, de forma simples, a existência de uma falha no sinal dado pelo regulador para a manutenção da qualidade do serviço, medido através dos índices de disponibilidade. Ressalta-se que a degradação dos ativos pertencentes às usinas cotistas não só é prejudicial para a busca pela modicidade tarifária, mas também poderá ser crítica para a operação do sistema em um período em que as hidrelétricas existentes terão um papel fundamental o gerenciamento de carga com a entrada de fontes intermitentes no sistema elétrico brasileiro. Para isso, o trabalho está estruturado em sete capítulos: (1) introdução; (2) o modelo regulatório vigente; (3) usinas hidrelétricas e seus sistemas; (4) confiabilidade e taxa de falha; (5) estudo de caso 1 – qualidade do serviço prestado; (6) estudo de caso 2 – avaliação dos impactos sistêmicos e (7) considerações finais.

Palavras-chave: Usinas Hidrelétricas Cotistas. Regulação. Almoxarifado. Sobressalentes. Disponibilidade. Confiabilidade. Medida Provisória MP 579/12. Lei 12.783/13.

Abstract

This Dissertation brings a discussion about the need of creating politics to incentive the existence of operational warehouses in Regulated Hydropower Plants, regarding the immediate effects in the availability and reliability of the Brazilian Electrical System – linking the regulatory environment to the physical world. Based in reliability theories, asset management theories and operational & maintenance polices, the work analyses the real performance of those he Regulated Hydropower Plants that are in operation for more than 30 years of operation, looking at the consequences of the growing of failure rates by going toward the end of the forecasted life-time of the main systems and equipment. By that, it aims to explain the need of promoting incentives that corrects the regulatory asymmetry involving the penalties and bonuses perceived by the regulated agent and the final consumer. Through this work, a discrepancy between the real and the regulatory O&M costs is noted, what leads to two different analysis: On the one hand, for those agents with regulated revenue greater than the real O&M costs, there is no incentive to spent their capital in spare parts due to the opportunity cost of that capital. On the other hand, the for those agent with regulated revenue lower than the real O&M costs, the penalties can easily impose an economic-financial imbalance, also nulling the incentives to immobilize assets in spare parts. Those two examples demonstrate in a simple way the failure in the sign given by the regulator to guarantee the quality of service of those Power Plants. It is divided into seven chapters: (1) introduction; (2) the current regulatory model; (3) hydropower plant and its systems; (4) reliability and failure rate; (5) study case 1 – quality of service; (6) study case 2 – evaluation of systemic impacts and (7) final considerations.

Keywords: Regulated Hydropower Plants. Regulation. Warehouse. Spare parts. Availability. Reliability. Provisional Measure MP 579/12. Law 12.783/13.

Lista de figuras

Figura 1 - AjI para usinas com operação não centralizada 44
Figura 2 - Localização das Usinas Cotistas 49
Figura 3 - Exemplo de Localização - Usina de Furnas 50
Figura 4 - Almoxarifado Centralizado – Candidatos Naturais 51
Figura 5 - Usinas Renovadas (MP 579) – Operação e Fim da Vida-útil 52
Figura 6 - Corte de uma Usina Hidrelétrica Genérica (Francis) 54
Figura 7 - Corte da Unidade Geradora de Belo Monte 54
Figura 8 - Turbinas Pelton, Kaplan e Francis 55
Figura 9 - Seleção de Turbinas 56
Figura 10 - Curva de Capabilidade do Gerador 58
Figura 11 - Gerador Elétrico 59
Figura 12 - A Evolução dos Geradores Síncronos 59
Figura 13 - Circuito de Potência Elétrico - Simplificado 60
Figura 14 - Barramento Blindado de Fases Isoladas 61
Figura 15 - Disjuntor do Gerador (GCB) 61
Figura 16 - Indicadores de intervenção no sistema de Automação 65
Figura 17 - Arranjos de Subestação 68
Figura 18 - Barra Simples 68
Figura 19 - Barras em Anel 68
Figura 20 - Barra Principal e Transferência 69
Figura 21 - Barra Dupla 70
Figura 22 - Disjuntor e Meio 71
Figura 23 - Principais Atividades da Gestão de Estoques 74
Figura 24 - Curva ABC, exemplo 75
Figura 25 - Curva da Banheira 82
Figura 26 - Sistema Markoviano com dois Estados 82
Figura 27 - Sistema Exemplo (PCM) – 3 Estados 85
Figura 28 - Definição das Taxas de Transição entre Estados 87
Figura 29 – Sistema 1C: Diagramas de Estados com e sem Sobressalentes 89
Figura 30 - Transformador Elevador Trifásico 102
Figura 31 - Simulação por Markov - Estudo de Caso (Exemplo) 103
Figura 32 - Procedimento para Execução do Estudo de Caso 1 124

Lista de gráficos

Gráfico 1 - Amostra ANEEL vs usinas atingidas pela MP 579 38
Gráfico 2 - Desvio entre O&M Real e Regulatório 39
Gráfico 3 - Distância Individualizada das Usinas Cotistas e das Capitais mais Próximas 50
Gráfico 4 - Correlação entre as Distâncias à Primeira e Segunda Capitais 51
Gráfico 5 - Ocupação do Almoxarifado e Tempo de Reparo dos Equipamentos 77
Gráfico 6 - Sistemas 1C: Aumento da Taxa de Falhas 104
Gráfico 7 - Sistemas 1C: Variação do Tempo de Instalação 105
Gráfico 8 - Comparação dos Sistemas 1C: com (1S) e sem (0S) Sobressalente 106
Gráfico 9 - Sistemas 2C: Aumento do Tempo de Reparo 107
Gráfico 10 - Sistemas 2C: Variação da Taxa de Falhas 108
Gráfico 11 - Impacto da variação da Taxa de Falha 109
Gráfico 12 - Impacto da variação da Taxa de Reparo 110
Gráfico 13 - Sistema com 10 Componentes – Equipamentos Sobressalentes 111
Gráfico 14 - Sistema 1C: Comparativo 112
Gráfico 15 - Sistema 1C: Comparativo + Variação de λ 112
Gráfico 16 - Sistema 1C: Comparativo + Variação de μ 112
Gráfico 17 - Sistema 2C: Comparativo 113
Gráfico 18 - Sistema 2C: Comparativo + Variação de λ 113
Gráfico 19 - Sistema 2C: Comparativo + Variação de μ 113
Gráfico 20 - Sistema 3C: Comparativo 114
Gráfico 21 - Sistema 3C: Comparativo + Variação de λ 114
Gráfico 22 - Sistema 3C: Comparativo + Variação de μ 114
Gráfico 23 - Sistema 4C: Comparativo 115
Gráfico 24 - Sistema 4C: Comparativo + Variação de λ 115
Gráfico 25 - Sistema 4C: Comparativo + Variação de μ 115
Gráfico 26 - Sistema 5C: Comparativo 116
Gráfico 27 - Sistema 5C: Comparativo + Variação de λ 116
Gráfico 28 - Sistema 5C: Comparativo + Variação de μ 116
Gráfico 29 - Sistema 6C: Comparativo 117
Gráfico 30 - Sistema 6C: Comparativo + Variação de λ 117
Gráfico 31 - Sistema 6C: Comparativo + Variação de μ 117
Gráfico 32 - Sistema 7C: Comparativo 118

Gráfico 33 - Sistema 7C: Comparativo + Variação de λ 118
Gráfico 34 - Sistema 7C: Comparativo + Variação de μ 118
Gráfico 35 - Sistema 8C: Comparativo 119
Gráfico 36 - Sistema 8C: Comparativo + Variação de λ 119
Gráfico 37 - Sistema 8C: Comparativo + Variação de μ 119
Gráfico 38 - Sistema 9C: Comparativo 120
Gráfico 39 - Sistema 9C: Comparativo + Variação de λ 120
Gráfico 40 - Sistema 9C: Comparativo + Variação de μ 120
Gráfico 41 - Sistema 10C: Comparativo 121
Gráfico 42 - Sistema 10C: Comparativo + Variação de λ..... 121
Gráfico 43 - Sistema 10C: Comparativo + Variação de μ 121
Gráfico 44 - Resultados Gerais – Parte II – Cenário 1..... 122
Gráfico 45 - Resultados Gerais – Parte II – Cenário 2..... 123
Gráfico 46 - Resultados Gerais – Parte II – Cenário 3..... 123
Gráfico 47 - Resultados Gerais – Parte II – Cenário 4..... 123
Gráfico 48 - Estimativa de Preço – Transformador Elevador 125
Gráfico 49 - Data do Investimento em Sobressalente..... 129
Gráfico 50 - Tempo para o Reconhecimento Integral do Benefício do Investimento 129
Gráfico 51 - Custo Mensal de Operação (Horizonte de 5 anos)..... 134
Gráfico 52 - Custo Mensal de Operação (Ano de 2015)..... 135
Gráfico 53 - Custo Marginal de Operação (Horizonte de 5 anos)..... 137
Gráfico 54 - Energia Armazenada Final (Horizonte de 5 anos)..... 138

Lista de algoritmos

Algoritmo 1 - Distância das hidrelétricas às capitais brasileiras e ao distrito federal 47
Algoritmo 2 - Problema 1C0S - Demonstração da resolução PCM 91
Algoritmo 3 - Problema 1C1S – Resolução 94
Algoritmo 4 - Problema 2C0S – Resolução 95
Algoritmo 5 - Problema 2C1S – Resolução 96
Algoritmo 6 - Processo para Criação Automática do Diagrama de Estados..... 97

Lista de tabelas

Tabela 1 - Empreendimentos em Operação (Geral) 25
Tabela 2 - Relação de Empresas Geradoras Cotistas..... 28
Tabela 3 - Coeficientes estimados por regressão linear (169 Usinas) 37
Tabela 4 - Exemplos de Cálculo O&M Real vs Regulatório 39
Tabela 5 - Custo médio ponderado das alternativas de financiamento (WACC)..... 41
Tabela 6 - Ajuste pela Disponibilidade (AjI) das Usinas Cotistas: 2016/2017..... 45
Tabela 7 - Usinas Cotistas Despachadas pelo ONS – TEIFa 46
Tabela 8 - Usinas Cotistas – Início da Operação, Localização e Distância às Capitais. 48
Tabela 9 - Sistema com dois Estados (Transitório) 84
Tabela 10 - Taxas de falha e reparo por faixa de potência (de 2000 a 2011)..... 100
Tabela 11 - Definições de parâmetros (Confiabilidade) 101
Tabela 12 - Definições de parâmetros (Confiabilidade) – Transformador Elevador 122
Tabela 13 - Estudo de Caso 1: Configuração dos Transformadores e Investimento Inicial .. 126
Tabela 14 - Estudo de Caso 1: Probabilidade de estar 100% Disponível 127
Tabela 15 - Estudo de Caso 1: Ganho Imediato de Disponibilidade 1S vs 0S..... 127
Tabela 16 - Estudo de Caso 1: Percepção do Ganho de Disponibilidade pelo Consumidor . 128
Tabela 17 - Estudo de Caso 1: Fluxo de Caixa e Payback (Regra Vigente)..... 130
Tabela 18 - Estudo de Caso 1: Fluxo de Caixa e Payback (Reconhecimento Imediato)..... 131
Tabela 19 - Estudo de Caso 1: 5.A e 5.B – Comparação dos Paybacks 132
Tabela 20 - Estudo de Caso 2: Entradas NEWAVE 133
Tabela 21 - Estudo de Caso 2: Risco de Déficit (Horizonte 5 anos) 136

Lista de quadros

Quadro 1 - Alterações e Correlações com a Lei 10.848/2004 30
Quadro 2 - Funções dos Agentes do Setor Elétrico Brasileiro 31
Quadro 3 - Características dos Contratos de Garantia Física 35
Quadro 4 - Histórico - MP 579: Leis, Decretos e Outros 36
Quadro 5 - Fórmula para cálculo da Receita Anual de Geração (RAG) 40
Quadro 6 - Receitas Adicionais - Investimentos posteriores à concessão 42
Quadro 7 - Configuração dos Transformadores Elevadores 62
Quadro 8 - Equipamentos e Sistemas Auxiliares 64
Quadro 9 - Intervenções no Sistema de Automação (Comparativo) 66
Quadro 10 - Impactos da Automação em O&M 66
Quadro 11 - Arranjos de Subestação: Comparativo 71
Quadro 12 - Filosofias de Manutenção 73
Quadro 13 - Curva ABC Almoxarifado de Itaipu Binacional em 2000 76
Quadro 14 - Equipamentos e seus principais materiais sobressalentes 78
Quadro 15 - Ranking: tempo médio de reparo e quantidade de falhas (de 2000 a 2011) 101
Quadro 16 - Resultados Gerais – Parte I (Resumo) 111
Quadro 17 - Resultados Gerais – Parte II (Resumo) 122
Quadro 18 - Arquivos de Saída Analisados (NEWAVE) 134

Lista de abreviaturas e siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
AIS	Air Insulated Substation
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
C	Comercialização
CA	Corrente Alternada
CAEE	Custo Anual dos Ativos Elétricos
CAPEX	Capital Expenditure
CC	Corrente Contínua
CCEAR	Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCGF	Contrato de Cotas de Garantia Física
CDM	Cadeias Discretas de Markov
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CER	Contratos de Energia de Reserva
CESP	Companhia Energética de São Paulo
CHESF	Companhia Hidroelétrica do São Francisco
CHESP	Companhia Hidroelétrica São Patrício
CI	Capacidade Instalada
CJE	Companhia Jaguari de Energia
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COPEL	Companhia Paraense de Energia
CPEE	Companhia Paulista de Energia Elétrica
D	Distribuição
DEC	Decreto
DEMEI	Departamento Municipal de Energia de Ijuí
DME-D	Departamento Municipal de Eletricidade
EER	Encargo de Energia de Reserva
ELETRONORTE	Centrais Elétricas do Norte do Brasil
EMAE	Empresa Metropolitana de Águas e Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FC	Fator de Capacidade
FHC	Fernando Henrique Cardoso
FURNAS	Furnas Centrais Hidrelétricas
G	Geração
GAG	Custo da Gestão dos Ativos de Geração
GIS	Gas Insulated Substation
KPI	Key Performance Indicators

MME	Ministério de Minas e Energia
MP	Medida Provisória
NT	Nota Técnica
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema
OPEX	Operational Expenditure
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PCM	Processos Contínuos de Markov
PDE	Plano Decenal de Energia
PIE	Produtor Independente de Energia Elétrica
PMO	Planejamento Mensal de Operação
PR	Presidência da República
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
QRR	Quota de Reintegração Regulatória
RAG	Receita Anual de Geração
RBC	Remuneração Bruta do Capital
RES	Resolução
RE-SEB	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
RLC	Remuneração Líquida do Capital
SAMUG	Sistema de Apuração de Mudanças de Estados Operativos de Unidades Geradoras
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
T	Transmissão
UF	Unidade Federativa
WACC	Weighted Avarage Cost of Capital

Lista de símbolos, medidas e siglas

AjI	Ajuste pela Indisponibilidade
EC	Encargo de Conexão
EU	Encargo de Uso do Sistema de Transmissão ou Distribuição
FA	Equipamento em Falha
GAG	Custo da Gestão dos Ativos de Geração
GF	Garantia Física
GM	Geração Média
Ind-desempenho	Índice de Desempenho
Indisp-referência	Índice de Indisponibilidade de Referência
Indisp-verificada	Índice de Indisponibilidade Verificada
IVI	Índice de Variação da Inflação
Lim-inf	Limite Inferior
n	Velocidade de Rotação Real
nqA	Velocidade de Rotação Específica
ON	Equipamento em Operação
PI	Potência Instalada
PR	Pronto para Instalar
RAG	Receita Anual de Geração
TEIF	Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada
TEIFa	Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada Apurada
TEIP	Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada
X	Fator X
λ	Taxa de Falha [Falhas/Ano]
μ	Tempo de Reparo [Reparos/Ano]
α	Tempo de Instalação [Instalações/Ano]
C	Componente
S	Sobressalente
[GW]	Gigawatt
[H]	Queda Líquida de Projeto em [m]
[J]	Joule
[kg]	Quilograma
[km]	Quilômetros
[m]	Metros
[MW]	Megawatt
[MWmédio]	Megawatt médio
[P]	Potência Elétrica em [W]
[Q]	Vazão em [m^3/s]
[W]	Watts
[Y]	Salto Energético em [J/kg]

Sumário

1 INTRODUÇÃO 21
1.1 Contexto 21
1.2 Objetivos 22
1.3 Métodos 22
1.4 Estrutura do Trabalho 23

2 O MODELO REGULATÓRIO VIGENTE 25
2.1 Síntese da Evolução Recente 25
2.2 Agentes do Setor Elétrico Brasileiro 31
2.3 Natureza Econômica das Atividades dos Agentes do Setor Elétrico 32
2.4 Ambientes de Contratação de Energia 34
2.5 Aspectos Legais e Regulatórios 35
2.6 Os Geradores Hidrelétricos Cotistas 42
2.6.1 Qualidade do Serviço Prestado 43
2.6.2 Localização Geográfica das Usinas 47
2.6.3 Ano da Entrada em Operação 52

3 USINAS HIDRELÉTRICAS E SEUS SISTEMAS 53
3.1 Considerações Gerais 53
3.2 Turbinas Hidráulicas 55
3.3 Geradores Elétricos 58
3.4 Circuitos de Potência 60
3.5 Sistemas Auxiliares 63
3.6 Automação e Controle 64
3.7 Arranjo de Subestações 67
3.8 Almoxarifado de Operação 72
3.8.1 Gestão de Estoques 74
3.8.2 Variáveis, Discussões e Metodologias 79

4 CONFIABILIDADE E TAXA DE FALHA 81
4.1 Considerações Gerais 81
4.2 Modelagem de Sistemas 81
4.2.1 Cadeias Discretas de Markov 82
4.2.2 Processos Contínuos de Markov 85
4.3 Modelo para Sistemas com Equipamentos Sobressalentes 89
4.4 Valores Típicos para Usinas Hidrelétricas 100
4.5 Aplicação do Modelo: Transformador Elevador 103
4.5.1 Impacto da variação da Taxa de Falha 108
4.5.2 Impacto da variação do Tempo de Reparo 109
4.5.3 Impacto da variação dos Equipamentos Sobressalentes 110
4.5.4 Resultados Gerais – Parte I (stress do modelo) 111
4.5.5 Resultados Gerais – Parte II (dados ABRAGE) 122

5 ESTUDO DE CASO 1 - QUALIDADE DO SERVIÇO PRESTADO 124
5.1 Introdução 124
5.2 Premissas e Hipóteses 125
5.3 Análises Técnica, Financeira e Empresarial 127

6 ESTUDO DE CASO 2 – AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS SISTÊMICOS 133
6.1 Introdução 133
6.2 Premissas 133
6.3 Resultados e Análises 134

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS 139
7.1 Conclusão 139
7.2 Sugestões para Trabalhos Futuros 140

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 142

APÊNDICE A - FORMULÁRIO 146

1 Introdução

1.1 Contexto

A definição dos procedimentos e regras para a renovação das concessões de 21.792 MW do parque gerador hidrelétrico brasileiro, que venceriam entre 2015 e 2017, era um assunto de ordem técnica, jurídica e regulatória. Pela sua complexidade, este tema vinha sendo postergado como descrito em (J. Kelman 2009). Segundo Kelman, ao término dos seus contratos, os ativos destes empreendimentos estariam em sua maioria depreciados e seus investimentos iniciais amortizados. Em princípio, esta amortização paga pelo consumidor ao longo dos anos, poderia ser recapturada pela União, com a sua energia valorada pelo custo de operação, o que garantiria preços módicos ao usuário pertencente ao mercado regulado.

As regras desta transição precisariam ter sido amplamente debatidas e melhoradas. Porém, em Setembro de 2012, o Governo Federal publicou uma medida provisória sobre o tema, que ficou conhecida como a "MP 579" ou como o "11 de Setembro do Setor Elétrico" - pelo impacto que causou na segurança jurídico regulatória e estrutural no setor, em referência aos ataques terroristas ocorridos em Nova York, onze anos antes. Esta MP foi motivada por razões políticas relacionadas à situação macroeconômica do país (piora dos índices econômicos e aumento da inflação), aliados ao crescente risco hidrológico causado por uma sequência severa de períodos hidrológicos ruins.

O seu objetivo, portanto, era aproveitar este momento para reduzir as tarifas de energia elétrica. Apesar do princípio da captura dos ativos parecer aceitável, a celeridade do processo de definição das regras para a renovação destas concessões e a falta de participação efetiva dos agentes dos setores atingidos criou um marco legal com falhas regulatórias e inseguranças jurídicas, evidenciadas pela baixa adesão das empresas para renovação da concessão das usinas, estando resumidas à empresas ligadas ao Governo Federal, como as usinas do grupo Eletrobrás.

É importante ressaltar que os órgãos reguladores – neste caso a Agência Nacional de Energia Elétrica – têm uma responsabilidade de definir as regras e métodos que o setor regulado deverá seguir. Um erro não corrigido ou uma regra mal elaborada podem causar um efeito oposto ao desejado com a implantação da medida tomada.

Neste trabalho são analisados os impactos de um ponto particular do conjunto de regras, voltado à assimetria da percepção aos incentivos dados para a manutenção da qualidade do

serviço prestado pelas usinas cotistas, através da disponibilidade das plantas de geração e a captura dos benefícios desta energia módica pelos consumidores cativos.

1.2 Objetivos

O objetivo deste trabalho é discorrer sobre a necessidade de políticas de incentivo à existência de almoxarifado de operação em usinas hidrelétricas cotistas e seus efeitos imediatos para a disponibilidade do sistema gerador e para a segurança de operação do sistema elétrico brasileiro, estabelecendo conexões entre o ambiente regulatório/econômico e o mundo físico/real. Com base nas teorias de confiabilidade, métodos de gestão de ativos e políticas de operação e manutenção, analisa-se a situação real do parque gerador hidrelétrico com mais de 30 anos de operação e as consequências do aumento das taxas de falhas e redução de vida útil, explanando a necessidade de se promover uma forma de incentivo que corrija as assimetrias regulatórias estabelecidas, envolvendo as penalidades e os benefícios percebidos pelo Agente Regulado e pelo Consumidor Final. Apresenta-se também uma referência bibliográfica com pontos chave do período de transição iniciado com a publicação da Medida provisória 579 no ano de 2012, embrionária da criação do "Gerador Cotista" - cuja remuneração é reduzida a uma tarifa balizada pelos custos de operação e manutenção do ativo. Em suma, por meio de uma revisão bibliográfica voltada para teorias de confiabilidade; práticas de O&M e marcos regulatórios do setor elétrico, retomam-se as discussões relacionadas à deterioração do parque gerador brasileiro e a sua importância na busca pela modicidade tarifária.

1.3 Métodos

O desenvolvimento desta dissertação foi subdividido em três frentes principais, cada uma com o próprio conjunto de ferramentas e metodologias: Regulatória; Técnica e Conceitual. A frente **Regulatória** contempla assuntos legais, modelos econômicos e modelos comerciais vigentes no setor elétrico brasileiro. Nesta frente são analisados decretos, medidas provisórias, leis, relatórios, normas técnicas e resoluções normativas emitidos por organismos oficiais do governo e trabalhos de autoria de consultores e pesquisadores do setor elétrico. Já a frente **Técnica** é responsável por descrever o mundo físico e a engenharia envolvida, propondo modelos baseados em teorias de confiabilidade e de gestão de estoques aplicados a usinas hidrelétricas com mais de 30 anos de operação. Seu principal papel é fundamentar ou criticar

as regras apresentadas pela frente Regulatória, embasando as conclusões e sugestões finais deste estudo. Por fim, a frente **Conceitual** dá suporte metodológico e investigativo para o desenvolvimento das atividades aqui apresentadas, através da coleção de uma bibliografia relevante e representativa para a confecção desta Dissertação, através da proposição e validação de hipóteses, simulação de cenários e apresentação de análises e conclusões que contribuam com as discussões contemporâneas promovidas pela comunidade científica, podendo servir como ponto de partida para o desenvolvimento de trabalhos futuros.

1.4 Estrutura do Trabalho

Esta Dissertação possui sete capítulos: Introdução (Capítulo 1), Desenvolvimento (Capítulos 2, 3 e 4), Estudos de Caso (Capítulos 5 e 6) e Considerações Finais (Capítulo 7).

Capítulo 1 – Introdução. Traz uma contextualização do tema que será abordado, assim como os principais objetivos, métodos e a estruturação do trabalho.

Capítulo 2 – O Modelo Regulatório Vigente. Consolida as vertentes regulatória/conceitual e apresenta os principais marcos que definiram o gerador cotista. Além disso, uma análise recente dos impactos aos geradores que renovaram a concessão é feita, considerando, por exemplo, a evolução dos seus índices de disponibilidade.

Capítulo 3 – Usinas Hidrelétricas e Seus Sistemas. Consolida a vertente técnica/conceitual e traz uma visão geral das usinas hidrelétricas e seus componentes, assim como a definição dos almoxarifados de operação e uma visão das teorias de gestão de estoque, como forma de embasar as discussões regulatórias feitas e a modelagem baseada em teorias de confiabilidade abordadas no capítulo seguinte.

Capítulo 4 – Confiabilidade e Taxa de Falhas. Traz uma proposta de modelagem para verificar o impacto da existência de um componente sobressalente na disponibilidade dos sistemas, quando há um envelhecimento evidenciado pelo aumento da taxa de falhas ou obsolescência evidenciada pelo aumento nos tempos reparo.

Capítulo 5 – Estudo de Caso 1 – Qualidade do Serviço Prestado. Realiza um estudo de caso demonstrativo considerando as questões técnicas, regulatórias e empresariais com aplicação direta às usinas hidrelétricas cotistas de maior porte (despachadas pelo ONS) considerando os desenvolvimentos apresentados nos capítulos anteriores.

Capítulo 6 – Estudo de Caso 2 – Avaliação dos Impactos Sistêmicos. Avalia os impactos sistêmicos do aumento das taxas de falha das unidades geradoras cotistas em diferentes condições hidrológicas, utilizando-se o software NEWAVE para modelagem e simulação do sistema elétrico brasileiro.

Capítulo 7 – Considerações Finais. Apresenta as conclusões e sugestões para as próximas investigações.

2 O Modelo Regulatório Vigente

2.1 Síntese da Evolução Recente

A definição das políticas públicas voltadas à expansão da matriz energética de um país é dependente de fatores como a disponibilidade de fontes de geração; maturidade tecnológica; segurança jurídica e regulatória, estabilidade política, atratividade econômica e apoio popular.

Quanto às condições naturais, o Brasil é considerado uma exceção. Com dimensões continentais, coleciona os requisitos para usufruir das principais fontes alternativas: pequenos riachos dão origem à micro e pequenas centrais hidrelétricas; rios caudalosos abrigam médias e grandes usinas; a força dos ventos da região nordeste são ideais para a instalação de geradores eólicos no continente e em alto-mar; a irradiação solar tropical viabiliza a centrais fotovoltaicas concentradas e distribuídas; sem contar a maturidade e importância da agricultura canavieira, provedora de insumos para acionamento de termoelétricas movidas à biocombustíveis.

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em Setembro de 2016, a matriz elétrica brasileira era composta de 148 GW de potência, instalados em 4.568 empreendimentos de geração, conforme Tabela 1. Estima-se que o potencial hidrelétrico brasileiro é de 260 GW, dos quais 35% foram aproveitados em empreendimentos existentes. Porém, parte dos 65% restantes estão localizados em regiões de preservação ambiental ou indígena, para as quais a construção de reservatórios é bastante dificultada (BRASIL 2008).

Tabela 1 - Empreendimentos em Operação (Geral)

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	%
CGH - Central Geradora Hidrelétrica	561	439.348	441.430	0,30
EOL - Central Geradora Eólica	384	9.443.008	9.368.830	6,35
PCH - Pequena Central Hidrelétrica	446	4.854.790	4.837.026	3,28
UFV - Central Solar Fotovoltaica	40	26.962	22.962	0,02
UHE - Usina Hidrelétrica	218	101.061.620	90.344.248	61,20
UTE - Usina Térmica	2.917	42.362.509	40.639.805	27,50
UTN - Usina Termonuclear	2	1.990.000	1.990.000	1,35
Total	**4.568**	**160.178.237**	**147.644.301**	100,0

Fonte: ANEEL (14 de Setembro de 2016)

A redução da capacidade de armazenamento frente à expansão da oferta é evidenciada nas últimas edições do Plano Decenal de Expansão (PDE), elaborado pela Empresa de Pesquisa

Energética (EPE): Até o ano de 2024 a expansão da capacidade de armazenamento em reservatórios está em torno de 9% frente ao crescimento de potência instalada em novos empreendimentos de geração. Essa diferença se dá por dois motivos: 1) as novas hidrelétricas possuem reservatórios de baixa capacidade de regularização, chamadas de usinas a fio d'água, em função das restrições socioambientais; 2) a expansão da matriz energética brasileira está sustentada na inserção de geração eólica e fotovoltaica, provenientes de fontes não-despacháveis e intermitentes.

Desta forma, para garantir a segurança do suprimento de energia, é inevitável a participação de usinas térmicas convencionais operando na base da geração, modificando assim a forma como o Operador Nacional do Sistema (ONS) percebe a importância de cada fonte para a composição do despacho: hoje, para um sistema predominantemente hidrotérmico, hidrelétricas com reservatórios operam na base da geração em conjunto com algumas térmicas inflexíveis, eólicas e fotovoltaicas despachadas com prioridade alta – o que começa a ser um desafio operacional no subsistema do nordeste, complementados na ponta por algumas térmicas flexíveis. Tal mudança operativa poderá viabilizar a contratação de tecnologias que permitam o armazenamento de energia a nível sistêmico, como hidrelétricas com reservatórios de regularização mensal/anual, usinas hidrelétricas reversíveis, baterias, ou até mesmo ar comprimido. Neste ponto, a manutenção da disponibilidade das hidrelétricas existentes será fundamental para garantir a segurança operativa do sistema elétrico, que dependerá cada vez mais dos reservatórios existentes.

Considerando os 265 GW de potencial hidrelétrico total, é compreensível que a política de expansão do sistema elétrico estivesse ancorada na utilização ampla do potencial hidrelétrico. Além das condições naturais, a tecnologia para hidrogeração é madura, viável e adequada para o perfil hidrográfico brasileiro: sendo despachável, escalável para grandes usinas, totalmente controlável e unitariamente de baixo custo.

Esta política durou até o fim da década de 1990 quando, em maio de 2001, o Brasil viveu um severo racionamento de energia elétrica que impactou frontalmente os principais setores da sociedade, interferindo desde o dia-a-dia do cidadão comum até a produtividade da Indústria Brasileira. Os motivos que levaram a crise no abastecimento de energia foram discutidos pela "Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica", sendo resumidos em: insuficiência no sinal econômico para viabilizar novos investimentos, ineficácia na ação governamental, insuficiência de ação preventiva para evitar racionamentos de larga escala, ineficácia na correção de falhas de mercado, falta de reserva de segurança para atendimento da demanda em situação de crise e insuficiência dos programas de conservação de

energia. Esta comissão foi coordenada por Jerson Kelman, então Diretor-Presidente da Agência Nacional de Águas, e consolidada no documento conhecido como "Relatório Kelman". (J. e. Kelman 2001).

A gravidade deste tema alimentou a pauta dos principais setores da mídia, que sustentaram as discussões sobre os princípios do modelo elétrico existente. Segundo o acervo eletrônico do "Estadão" (Acervo-Estadão 2016), no ano de 2001 foram publicados 1.280 artigos contendo a palavra-chave "Apagão". Já as palavras "Racionamento" e "Energia" apareceram juntas em 2.592 publicações neste ano, com um pico de publicações em maio (596) e junho (538), uma redução para um patamar de 200 publicações mensais até outubro e 100 publicações mensais em novembro e dezembro. De maneira análoga, o jornal "Folha" (Acervo-Folha 2016) publicou 1.098 páginas que continham a palavra "Apagão" e 1.318 páginas para "Racionamento" e "Energia".

A preocupação com a segurança do fornecimento de energia elétrica do país foi determinante para imprimir um senso de urgência para a resolução da crise no setor eletro-energético, traduzindo-se na instauração imediata de um grupo de trabalho dedicado à reestruturação do modelo vigente, até então definido pela Lei nº 9.648/1998 e Decreto nº 2.655/1998, originado no projeto de Reforma do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB), ou "Modelo FHC" (David 2013). O novo grupo de trabalho, formado após o "apagão", era composto por especialistas, universidades e consultores, resultando na publicação da Lei 10.848/2004 conhecida como "O Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro" (Tolmasquim 2011), que modifica os papéis dos agentes do setor, propondo soluções para falhas do modelo anterior e incentivando a privatização de algumas atividades de exploração do potencial energético, através das seguintes medidas:

Medida 1: Desmembramento do perfil vertical das empresas do setor elétrico, ou seja, as concessionárias e permissionárias de distribuição (D) não poderiam mais exercer de Geração (G), Transmissão (T) ou Comercialização (C) de energia elétrica. Com isso, houve a extinção da prática de auto contratação, pela qual as distribuidoras poderiam contratar energia de um gerador do seu grupo. Medida 2: Contratação para o mercado regulado obrigatoriamente realizada através de leilões de energia, visando a competição entre os agentes e separação entre a natureza da energia vendida (entre projetos novos e existentes, por exemplo), possibilitando o estabelecimento de uma estratégia de busca da modicidade tarifária. Medida 3: Concessões de geração determinadas pela menor tarifa ofertada (em contraponto ao maior prêmio pago), determinando quais dos projetos de geração se tornariam viáveis e receberiam da União o

direito de exploração por um prazo determinado, além de garantir a previsibilidade de remuneração do investimento baseado nos contratos de longa duração com o mercado regulado.

A primeira mudança significativa nas regras do setor elétrico desde o estabelecimento do Novo Modelo ocorreu no tal 11 de Setembro de 2012. Nesta data, o Governo Federal publicou a MP 579 que foi convertida na Lei 12.783/2013, originando o gerador hidrelétrico cotista: um agente regulado de geração de energia velha em ativos existentes, cuja remuneração se daria através de tarifa composta pela Receita Anual de Geração (RAG).

A RAG, por sua vez, seria formada por dois componentes: um relacionado ao emprego de capital (CAPEX) e outro aos custos de operação (OPEX). Um gerador se tornaria "cotista" caso renovasse sua concessão nos termos da Lei 12.783/2013, desde que essa concessão tivesse sido outorgada antes da Lei 8.987/1995 (artigo 42) ou prorrogada conforme Lei 9.074/1995 (artigo 19). Segundo a Aneel, aproximadamente 11.882 MWmédios em contratos de geração se encaixavam neste critério, tendo o vencimento da concessão entre os anos de 2015 e 2017. Deste total, apenas 8.289 MWmédios (em 37 contratos) foram renovados termos da nova Lei, conforme dados da Tabela 2.

Tabela 2 - Relação de Empresas Geradoras Cotistas

	Concessionária de Geração	Sigla	Usinas Cotistas	Garantia Física (MW médios)	%
1	Companhia Estadual de Energia Elétrica	CEEE	12	233,87	2.8%
2	Companhia Hidroelétrica do São Francisco	CHESF	10	5483,69	66.1%
3	Furnas Centrais Elétricas	FURNAS	6	2334,00	28.2%
4	Empresa Metropolitana de Águas e Energia	EMAE	3	157,45	1.9%
5	Companhia Hidroelétrica São Patrício	CHESP	1	1,81	0.0%
6	Companhia Jaguari de Energia	CJE	1	1,66	0.0%
7	Companhia Paulista de Energia Elétrica	CPEE	1	5,79	0.1%
8	Departamento Municipal de Energia de Ijuí	DEMEI	1	1,95	0.0%
9	Departamento Municipal de Eletricidade	DME-D	1	5,16	0.1%
10	Centrais Elétricas do Norte do Brasil	Eletronorte	1	63,68	0.8%
	Total	10 Empresas	37 Usinas Renovadas	8289,06 MWmédios	100%

Fonte: ANEEL (2013)

Grandes concessionárias não aceitaram renovar sob premissas legais estabelecidas, no vencimento dos contratos. Destas concessionárias, destacam-se a Companhia Energética de São Paulo (CESP), Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) e Companhia Paranaense de Energia (COPEL), que somavam 40% dos contratos.

De maneira geral, as negativas foram motivadas por: A) previsão de um ciclo de alta dos preços no mercado de curto prazo; gerando uma expectativa de receitas altas até a data de devolução das usinas; B) modelo regulatório com falhas e indefinições de regras, implementado

sem a participação efetiva dos agentes de mercado e C) insegurança regulatória, demonstrada pela própria publicação da MP, que caracterizou uma intervenção intrusiva do estado em um mercado que se mostrava competitivo, estável e com previsibilidade regulatória.

Com o relativo fracasso da medida, os agentes do mercado previam uma mudança para corrigir a falta de atratividade do modelo proposto. Duas alternativas eram esperadas: uma alteração radical no modelo regulatório proposto, criado mecanismos para tornar o negócio atrativo; ou, a reabsorção destes empreendimentos por empresas estatais, na contramão da evolução da atividade de geração no setor elétrico, com uma reestatização dos ativos do setor.

Com a conversão da MP 688/2015 na Lei 13.203/2015, o Governo Federal seguiu o caminho da atratividade econômica, estabelecendo outro marco regulatório: a criação do gerador hidrelétrico misto, destinando parte de sua garantia física ao ambiente de contratação regulada, na forma de contratos de cotas de garantia física (mínimo 70% da garantia física total), e parte ao ambiente de contratação livre (até 30% do total).

Esta última parcela serviria como "margem de segurança" para tornar o negócio atrativo. A definição do concessionário vencedor seria feita através de um leilão licitatório, no qual o ganhador do certame seria aquele que aceitasse pagar a maior bonificação pela outorga de geração. Em 25 de novembro de 2015, ocorreu o leilão que viabilizou a licitação de 29 usinas somando aproximadamente 6 GW de garantia física e um total de R$ 17 Bilhões em Bonificações de Outorgas.

Dada a particularidade que os impactos que a MP 579 imprimiu ao setor elétrico, muitos trabalhos e discussões foram realizados desde a sua promulgação e conversão em Lei: em particular, dois projetos cooperados de Pesquisa e Desenvolvimento Aneel (P&D Aneel) foram executados entre os anos de 2014 e 2015, com o intuito de desenvolver uma metodologia de revisão tarifária para as usinas geradoras sob o regime de cotas.

Um deles analisou aspectos de engenharia[1], e o outro, de regulação econômica[2]. Do segundo projeto, originou-se o tema para esta Dissertação e também para a tese de doutorado do Diogo M. C. de Faria, que se tornou um texto de referência para este tema, com um foco para o entendimento aprofundado das questões regulatórias, identificação dos problemas e possíveis soluções (Faria, Regulação econômica da geração hidrelétrica: análise da renovação das concessões pela lei 12.783/2013 e propostas de ajuste ao modelo 2016).

---

[1] Código ANEEL: 6491-0337/2014: Desenvolvimento de Metodologia de Revisão Tarifária para Usinas Geradoras sob o Regime de Cotas - Aspectos de Regulação em Engenharia.
[2] Código ANEEL: 6491-0339/2014: Desenvolvimento de Metodologia de Revisão Tarifária para Usinas Geradoras sob o Regime de Cotas - Aspectos de Regulação Econômica.

Na introdução deste capítulo foram descritos os marcos regulatórios do setor que sucederam o racionamento de energia de 2001: o Novo Modelo do Setor Elétrico, a MP 579 e a MP 688. É evidente que, para a definição destes marcos, há uma elevada quantidade de Leis, Resoluções, Decretos e Medidas Provisórias que se inter-relacionam e formam o arcabouço jurídico-regulatório. Por este motivo, apresenta-se um resumo estruturado e cronológico das alterações na Lei 10.848/04, assim como os decretos e resoluções correlatos a este Diploma Legal:

Quadro 1 - Alterações e Correlações com a Lei 10.848/2004

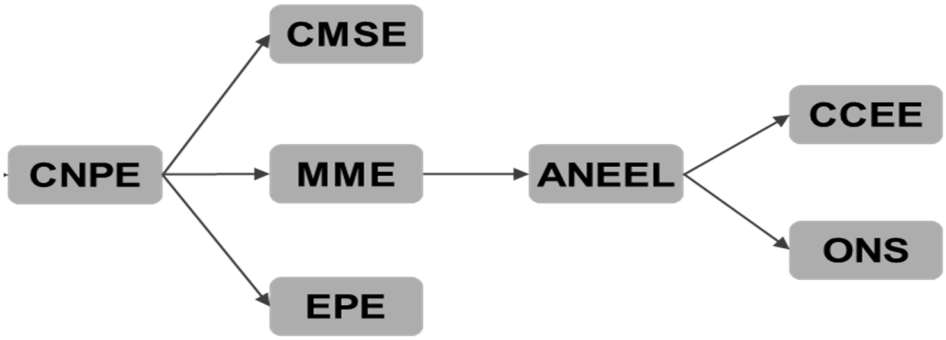
Alterações na Lei 10.848/2004 - ordem cronológica	
1	LEI 11.075, de 30/12/2004: altera o par. 12 do art. 2º
2	LEI 11.488, de 15/06/2007: acresce o art. 3°-a; altera os arts. 2° e 20
3	LEI 11.943, de 28/05/2009: altera o art. 2°
4	LEI 12.111, de 09/12/2009: altera os arts. 2°, 3°-a e 2º
5	LEI 12.375, de 30/12/2010: acresce os arts. 21-a(vetado) e 21-b
6	LEI 12.385, de 03/03/2011: acresce o art. 21-c
7	MPV 579, de 11/09/2012: altera o art. 2º (convertida)
8	LEI 12.783, de 11/01/2013: alteara os arts. 2º e 18
9	LEI 12.873, de 24/10/2013: acresce art. 2º-a
10	MPV 641, de 21/03/2014: altera o art. 2º'
11	LEI 13.097, de 19/01/2015: altera art. 2º
12	MPV 688, de 18/08/2015: altera art. 2º
13	LEI 13.203, de 08/12/2015: altera arts. 2º, 2º-b e 2º-c
Correlações com a Lei 10.848/2004 - ordem cronológica	
1	Conversão com alteração da **MPV 144**, de 11/12/2003.
2	**DEC 4.932**, de 23/12/2003: delega algumas competências à ANEEL.
3	**RES/AUTORIZATIVA/ANEEL 328**, estatuto do operador nacional do sistema elétrico - ONS.
4	**DEC 5.081**, de 14/05/2004: constitui o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)
5	**DEC 5.163**, de 30/07/2004: regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica.
6	**DEC 5.175**, de 09/08/2004: constitui o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE.
8	**DEC 5.177**, de 12/08/2004: constitui a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica –CCEE
10	**RES/ANEEL 109**, de 26/10/2004 - institui a convenção de comercialização de energia elétrica.
11	**DEC 5.911,** de 27/09/2006: estabelece procedimentos para prorrogação das concessões de uso do bem público dos empreendimentos de geração de energia elétrica
12	**DEC 6.353**, de 16/01/2008: regulamenta a contratação de Energia de Reserva

Fonte: Governo Federal Brasileiro (BRASIL, Legislação 2016)

2.2 Agentes do Setor Elétrico Brasileiro

Os principais agentes do setor elétrico brasileiro, conforme Quadro 2, são: Conselho Nacional de Política Energética (CNPE); Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE); Ministério de Minas e Energia (MME); Empresa de Pesquisa Energética (EPE); Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e Operador Nacional do Sistema (ONS).

Quadro 2 - Funções dos Agentes do Setor Elétrico Brasileiro



CNPE	**Conselho Nacional de Política Energética**: formular políticas e diretrizes de energia, assegurar o suprimento de insumos energéticos para todas as regiões do país, rever as matrizes energéticas, etc.
MME	**Ministério de Minas e Energia**: formular e implementar políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE, estabelecer o planejamento do setor energético nacional, monitorar e definir ações preventivas para restauração da segurança do suprimento do Setor Elétrico Brasileiro.
EPE	**Empresa de Pesquisa Energética**: prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético (projeções da matriz energética brasileira, planejamento da expansão, análises de viabilidade e obtenção da licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica).
CMSE	**Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico**: acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, avaliando as condições de segurança de abastecimento e de atendimento elétrico.
ANEEL	**Agência Nacional de Energia Elétrica**: regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica, conforme as Políticas e Diretrizes do Governo Federal.
CCEE	**Câmara de Comercialização de Energia Elétrica**: viabilizar as atividades de compra e venda de energia em todo o País, implantar e divulgar regras e procedimentos de comercialização, calcular o PLD, realizar leilões de energia no ACR, sob delegação da ANEEL.
ONS	**Operador Nacional do Sistema Elétrico**: coordenar e controlar a operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), para manejar o estoque de energia de forma a garantir a segurança do suprimento contínuo em todo o País.

Fonte: CCEE (2016)

2.3 Natureza Econômica das Atividades dos Agentes do Setor Elétrico

Com o intuito de contextualizar a criação do Gerador Hidrelétrico Cotista na dinâmica das relações entre os agentes e o setor elétrico, esta subseção traz um panorama da natureza econômica das atividades de Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização de energia elétrica, considerando as definições de mercado competitivo, monopólios, monopólios naturais e regulação, antes e após as MPs 579 e 688.

Uma empresa monopolista é aquela que domina o fornecimento de um produto ou serviço, em um ambiente com altas barreiras de entrada e/ou com ausências de substitutos próximos. Já um monopólio natural surge quando uma só empresa consegue ofertar um bem ou serviço a um mercado inteiro, a um custo menor do que duas ou mais empresas: desta forma, se diz que essas empresas são formadoras de preço. Já um mercado competitivo possui baixas barreiras de entrada e saída aos competidores, com uma grande quantidade de empresas ofertando um mesmo produto: estas empresas são tomadoras de preço (Mankiw 2009).

Baseado nas definições clássicas, apresentadas por Mankiw, as empresas de distribuição e transmissão de energia elétrica são tratadas como monopólios naturais dentro de uma área ou região de atendimento, para a qual a existência de um único ofertante é melhor solução econômica para a sociedade, pois há um investimento inicial elevado para instalação dos sistemas requeridos para o exercício da atividade contraposto por um baixo custo marginal para o atendimento de unidades adicionais pelo ganho e economia de escala, tornando a barreira de entrada a novos competidores elevada e inviável (Castro 2011). Mercados de fornecimento de serviços públicos com este perfil, como também é o caso de fornecimento de água e esgoto, demandam reguladores atuantes. No caso da T e D, o órgão regulador é a ANEEL. Na mesma linha de análise, empresas do segmento de comercialização atuam em um mercado competitivo, no qual se firmam contratos entre geradores e consumidores livres em um ambiente cujo preço é negociado livremente entre os agentes.

Por fim, empresas do segmento de geração são potencialmente competitivas, o que ocorre no Brasil sob a ótica da concorrência realizada através dos leilões licitatórios de energia nova, que incentivam a eficiência do empreendimento contratado, assim como a modicidade da energia vendida no ambiente regulado. A competição pura é evidenciada na figura dos produtores independentes de energia elétrica (PIE) e autoprodutores. Para geradores hidrelétricos convencionais com potência instalada superior à 50 MW e em primeira concessão, com parte do lastro de energia vendido no mercado regulado e parte no mercado livre, a

regulação é feita quando necessário, tendo o concessionário a liberdade de formação do seu preço negociado no mercado livre. Entretanto, após alterações recentes na legislação do setor elétrico, redigidas com o objetivo de conduzir a renovação da concessão de usinas hidrelétricas, o segmento gerador se transformou em uma coleção de entidades geradoras com naturezas e regras diferentes: há os geradores com liberdade comercial (PIEs e autoprodutores, geradores tradicionais, energia nova e primeira concessão); há aqueles sem liberdade comercial, "regulados" e remunerados por tarifa (MP 579, renovação das concessões) e, por fim, os agentes híbridos (MP 688, renovação das concessões).

Os dois últimos exemplos, voltados à regulação de agentes geradores, vai na contramão da tendência de liberalização do setor elétrico vivida nos mercados mundiais a partir de 1980, e no mercado brasileiro a partir de 1990 (Castro 2011). No setor elétrico brasileiro, o início desestatização das atividades GTD verticalizadas e monopolistas ocorreu a partir da publicação da Lei 8.631/1993, que previa a extinção da equalização tarifária entre os agentes de G e D (Gastaldo 2009).

Com a Lei 8.987/95 - conhecida como a "Lei Geral das Concessões e Permissões" - os empreendimentos de geração poderiam ser executados pela iniciativa privada que teria 35 anos para o usufruto do bem concedido. A Lei 9.074/95, por sua vez, introduziu a figura do produtor independente de energia elétrica (PIE)[3]: um agente de geração que produz e comercializa sua energia por sua conta e risco, além do conceito de "consumidor livre". Mais um passo foi dado com a Lei 9.648/98, que estabeleceu o critério para o julgamento final da licitação A menor tarifa do serviço público prestado, maior valor ofertado para obtenção da outorga, ou a combinação dos dois anteriores. Estes critérios junto com a criação do PIE, incentivaram a entrada de novos agentes no segmento de geração (Pires e Piccinini 1999).

Originalmente na criação do "Novo Modelo do SEB", pela Lei 10.848/04, as atividades de Geração para hidrelétricas já eram definidas como pertencentes a um ambiente competitivo, no qual as concessionárias interessadas elaboravam seus estudos de viabilidade e participavam de um certame (de menor preço de energia vendida ao mercado regulado) para conseguir uma autorização de produção e venda de energia elétrica do poder concedente, com um prazo de concessão determinado, um preço ao ambiente de contratação regulada fixo e uma liberdade de atuação no ambiente de contratação livre.

[3] De acordo com a Lei 9.074/95, o Produtor Independente de Energia elétrica (PIE) é definido como: "pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco".

2.4 Ambientes de Contratação de Energia

No Novo Modelo do Setor Elétrico, o documento que regulariza a comercialização de energia elétrica é o Decreto Presidencial nº 5.163/2004, definindo as suas convenções, regras e procedimentos. Define-se que a comercialização de energia elétrica será realizada em dois ambientes de contratação: livre (ACL[4]), regulado (ACR[5]), além do mercado de curto prazo.

Quatro anos mais tarde, através do Decreto Presidencial nº 6.353/2008, regulamentava-se a contratação de Energia de Reserva, para aumentar a segurança energética. Já em 2013, com a Lei 12.783/13 que criou o gerador hidrelétrico cotista, mais uma forma de contratação de energia foi definida: Contratos de Cotas de Garantia Física (CCGF).

No ACL os contratos são bilaterais e livremente estabelecidos entre os agentes de mercado, sendo registrados na CCEE apenas os montantes de energia negociados. Já no ACR o principal objetivo é a contratação de energia para o suprimento de mercado cativo das distribuidoras. A contratação neste ambiente se dá através de Leilões de Energia, onde geradores, comercializadores e importadores são os ofertantes (Cigré 2011).

A contratação de energia de reserva ocorre através dos Contratos de Energia de Reserva (CER), dos quais se origina o Encargo de Energia de Reserva (EER) pago por todos os consumidores. Por fim, no mercado de curto prazo, há a contabilização e liquidação das diferenças entre o volume de energia contratada e o volume consumido, com base no Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).

Os geradores hidrelétricos convencionais (não-cotistas) podem possuir parte de sua garantia física atrelada a Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) e parte a Contratos Bilaterais. Nos dois primeiros casos, o risco do não suprimento (hidrológico ou indisponibilidade, por exemplo) é do gerador, ou seja, já está considerado nos estudos de viabilidade econômica dos projetos para formação do seu preço. Assim, a diferença entre o volume de energia contratada e o volume medido é liquidado no mercado de curto prazo.

Os geradores puramente cotistas definidos na Lei 12.783/13 são isentos do risco hidrológico, sendo este alocado 100% para as distribuidoras, ou seja, para o consumidor final. Isto ocorre, pois, ao invés de formar preços, a sua remuneração é atrelada a uma tarifa atrelada

---

[4] Ambiente de Contratação Livre (ACL): Neste ambiente, são realizadas as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

[5] Ambiente de Contratação Regulada (ACR): Neste ambiente, são realizadas as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

à suas cotas de garantia física, que, por sua vez, são repassadas às distribuidoras através de Contratos de Cotas de Garantia Física. De acordo com a legislação vigente características gerais dos contratos do tipo CCGF, conforme Quadro 3, são:

Quadro 3 - Características dos Contratos de Garantia Física

Contratos de Cotas de Garantia Física (CCGF)
Contratos Bilaterais registrados no mesmo submercado da usina, entre o Agente de Geração e o Agente de Distribuição, com liquidação centralizada e coordenada pela CCEE.
A sazonalização do contrato será realizada conforme perfil do SIMPLES (Sistema de Informações de Mercado para o Planejamento do Setor Elétrico) da usina cotista, limitados à faixa de 85% a 115%.
A modulação do contrato seguirá o perfil de geração final da usina (acrescidos de efeitos do Mecanismo de Realocação de Energia).
Os riscos hidrológicos, financeiros e sistêmicos serão atribuídos ao comprador, como: Alocações de resultados do mercado de curto prazo ("SPOT"); Resultados envolvidos no mecanismo de realocação de energia – MRE; alivio de exposições devidas ao MRE e ao CCGF e resultados de serviço de compensação síncrona prestado pelo empreendimento.

Fonte: CCEE

Em 2015, através da Lei 13.203/15, criou-se o gerador misto para o qual parte de sua garantia física pertence ao regime de cotas de garantia física e contratadas através de CCGF e, o restante, de livre disposição do investidor, podendo ser ofertada através de CCEAR (via leilão) ou negociada via Contratos Bilaterais. Neste caso, os riscos hidrológicos associados à parcela destinada ao ACR (regime de cotas) são assumidos pelas concessionárias e permissionárias de distribuição. Já para a parcela livre, o risco está alocado para o investidor.

2.5 Aspectos Legais e Regulatórios

O Gerador Hidrelétrico pertencente ao regime de Cotas de Garantia Física (ou Gerador Cotista) foi definido na tentativa do Governo Federal de reduzir em 20,2% a tarifa final para pelo consumidor cativo. Entretanto, sem uma participação efetiva do mercado na definição das regras estabelecidas, o modelo original contém diversos problemas que resultaram no seu relativo fracasso (Faria, MP 579: Lições Aprendidas e Propostas para o Futuro 2015). Neste capítulo são detalhados os principais atos legais relacionados à definição do Gerador Cotista – apresentados no Quadro 4 – com um foco na análise das regras que definem a remuneração deste agente de geração.

Quadro 4 - Histórico - MP 579: Leis, Decretos e Outros

LEIS (L)						
-	L	Número	Data	Emissor	Referência	Motivo da Citação
1	L	8.987	1995	PR	(BRASIL, Lei Nº 8.987 1995)	Lei Geral das Concessões e Permissões
2	L	9.074	1995	PR	(BRASIL, Lei Nº 9.074 1995)	Outorga e Renovação das Concessões
3	L	9.648	1996	PR	(BRASIL, Lei Nº 9.648 1998)	Modelo RE-SEB (ou FHC)
4	L	10.848	2004	PR	(BRASIL, Lei Nº 10.848 2004)	Novo Modelo Setor Elétrico
5	L	12.783	2013	PR	(BRASIL, Lei Nº 12.783 2013)	Definição do Gerador Cotista
6	L	13.203	2015	PR	(BRASIL, Lei Nº 13.203 2015)	Definição do Gerador Misto
DECRETOS (D)						
-	D	Número	Data	Emissor	Referência	Motivo da Citação
7	D	7.805	2012	PR	(BRASIL, Decreto Nº 7.805 2012)	Regulamenta a Renovação das Concessões
8	D	7.850	2012	PR	(BRASIL, Decreto Nº 7.850 2012)	Regulamenta a MP 579
MEDIDAS PROVISÓRIAS (MP)						
-	MP	Número	Data	Emissor	Referência	Motivo da Citação
9	MP	579	2012	PR	(BRASIL, MP Nº 579 2012)	Renovação Concessões - Gerador Cotista
10	MP	688	2015	PR	(BRASIL, MP Nº 688 2015)	Renovação Concessões – Gerador Misto
OUTROS (NT – Nota Técnica; P – Portaria; RN – Resolução Normativa)						
-	-	Número	Data	Emissor	Referência	Motivo da Citação
11	NT	385	2012	ANEEL	(BRASIL, NT 385/2012 - SRE/SRG 2012)	Cálculo da $GAG_{O\&M}$
12	NT	388	2012	ANEEL	(BRASIL, NT 388/2012, SRE 2012)	Depreciação dos Ativos a serem Indenizados
13	P	117	2012	MME	(BRASIL, Portaria Nº 117 2013)	Definição da Receita Anual de Geração (RAG)
14	P	418	2013	MME	(BRASIL, Portaria Nº 418 2013)	Regulamenta Investimentos para Ampliação
15	NT	01	2012	EPE	(BRASIL, NT EPE DEA/DEE 01/12 2012)	Cálculo da Remuneração do Operador
16	NT	092	2012	EPE	(BRASIL, NT DEE-RE-092/2012-r1 2012)	Valor Novo de Reposição (VNR)
17	RN	596	2013	ANEEL	(BRASIL, RN Nº 596 2013)	Ativos Incrementais Anteriores à Renovação
18	RN	608	2014	ANEEL	(BRASIL, RN Nº 608 2014)	Definição do WACC para novos investimentos
19	RN	642	2014	ANEEL	(BRASIL, RN Nº 642 2014)	Aprova os critérios para novos investimentos

Fonte: Autor

Cinco dos documentos listados acima são fundamentais para definição da remuneração do gerador cotista, e serão apresentados a seguir: (11), (13), (15), (18) e (19).

(11) Nota Técnica ANEEL Nº 385 de 2012:

"Contribuição ao processo de fixação da tarifa inicial de geração, de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia – MME, referente às usinas hidrelétricas elegíveis à antecipação dos efeitos da prorrogação das concessões, nos termos do art. 13 da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012".

Importância: define-se a forma de cálculo do custo da Operação e Manutenção dos Ativos de Geração ($GAG_{O\&M}$), através de um método de benchmarking para cálculo do custo eficiente das empresas de geração.

Detalhamento e Análise: Cada usina hidrelétrica é um sistema único, desenvolvido exclusivamente para uma queda e vazão exclusivas, com sistemas auxiliares e configurações variáveis e dependentes do projeto em questão, sendo a mensuração de todas as variáveis descritivas para descrever de forma geral o comportamento dos custos de O&M com um grau elevado de complexidade e de baixa praticidade. Destaca-se na própria nota técnica:

"28. (...) há diversas outras variáveis que diferenciam as usinas, tais como grau de automação, tipo de turbinas, custos ambientais, controle de cheia, administração da área de proteção permanente, etc (...)."

Segundo descrito na Nota Técnica, a estimativa dos custos operacionais das usinas hidrelétricas elaborada pela ANEEL utiliza apenas duas variáveis relevantes: Capacidade Instalada (CI) e Fator de Capacidade (FC), com as seguintes premissas: Tudo o mais constante, espera-se que quanto maior a capacidade instalada de uma usina, maiores são seus custos operacionais. Um maior fator de capacidade implica em maior utilização das máquinas da usina, que, por seu turno, tudo o mais constante, tende a elevar os custos operacionais na medida em que cresce o número de intervenções de operação e manutenção. A formulação funcional proposta é apresentada a seguir, onde O&M representa os custos operacionais e a característica exponencial permite o reconhecimento das economias de escala:

$$O\&M = e^{\delta} CI^{\alpha} FC^{\beta} \tag{1}$$

A modelagem escolhida é feita através do método dos mínimos quadrados ordinário (regressão linear) e os coeficientes da regressão (δ, α e β) obtidos na Nota Técnica 385/12 estão representados na Tabela 3 abaixo:

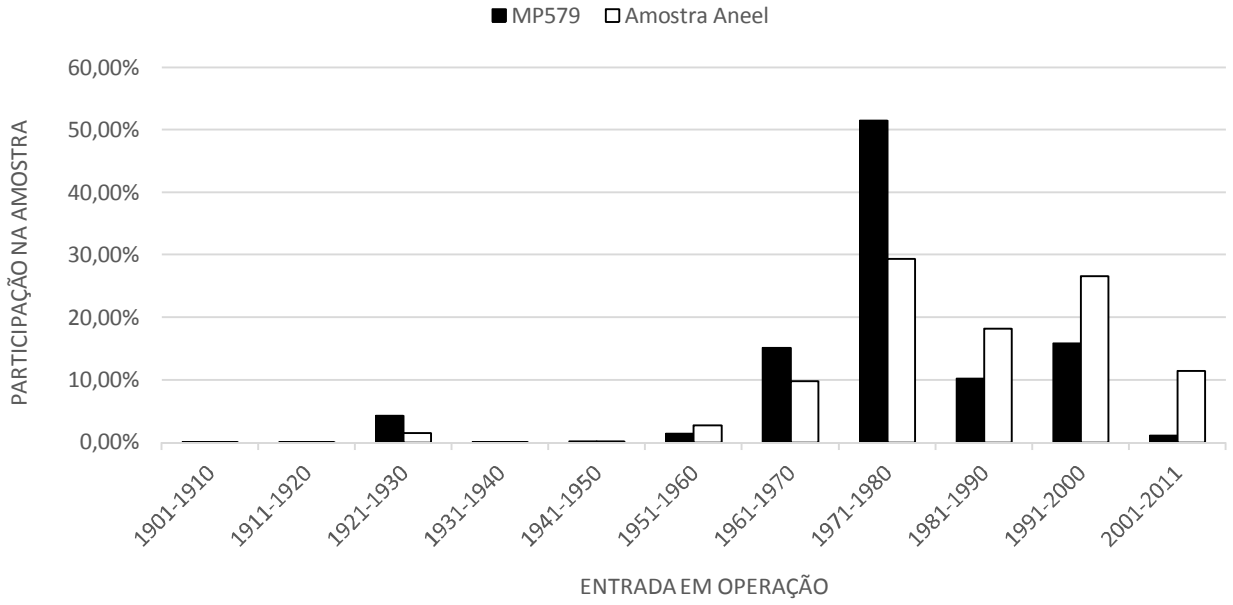
Tabela 3 - Coeficientes estimados por regressão linear (169 Usinas)

Coeficientes	Estimativa	Desvio Padrão
δ	12.55	0.14
α	0.74	0.02
β	0.36	0.13
R^2	**0.85**	

Fonte: NT 385/12

O banco de dados utilizado foi recolhido através do Oficio Circular 008/2012 SRE/SFF/ANEEL, de 30 de Maio de 2012, no qual as geradoras deveriam apresentar seus dados contábeis relativos ao ano de 2011, para ajuste dos coeficientes da função. O tratamento dos dados recolhidos neste ofício resultou em um banco de dados com 169 usinas (65.802 MW instalados / 33.746 MW garantia física). É importante notar a diferença entre as usinas amostradas pela ANEEL, para formulação de sua política, e as usinas realmente atingidas pela MP 579: mais de 50% das usinas alcançadas pela MP entraram em operação na década de 70, sendo que a amostra ANEEL possui uma amostra de usinas mais recentes, conforme Gráfico 1:

Gráfico 1 - Amostra ANEEL vs usinas atingidas pela MP 579



Fonte: Oficio Circular 008/2012 SRE/SFF/ANEEL

Comparando-se o valor obtido através da formulação proposta para o cálculo do O&M regulatório com os custos reais declarados pelas usinas no ano de 2011, percebe-se que há uma grande distorção entre estes valores, conforme representado no Gráfico 2 e na Tabela 4. Como será discutido nos próximos capítulos, os dois extremos desestimulam a implantação de um almoxarifado de operação: por um lado, usinas com sua remuneração menor do que seus custos operacionais reais não possuem recursos para investir em segurança e qualidade do serviço, que estará fora da lista de prioridades, incorrendo no aumento dos índices de indisponibilidade. Por outro lado, com remunerações que chegam a 700% dos custos reais, o aumento marginal de receita comparado com o risco de não reconhecimento do investimento não justifica a alocação de recursos em materiais e equipamentos sobressalentes.

Gráfico 2 - Desvio entre O&M Real e Regulatório

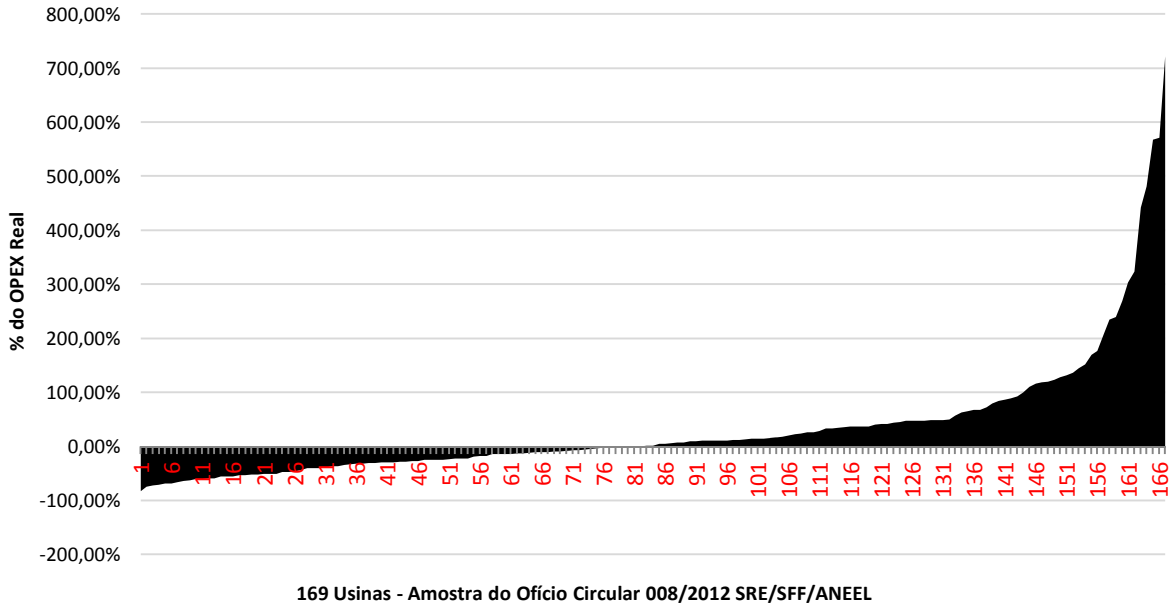


Tabela 4 - Exemplos de Cálculo O&M Real vs Regulatório

Usina	Capacidade Instalada	Fator de Capacidade	OPEX Real	OPEX Regulatório	Desvio
Porto Góes	24,8 MW	0,722177419	R$ 8.752.147,91	R$ 2.788.343,75	-68,14%
São Simão	1710 MW	0,749122807	R$ 78.394.095,00	R$ 67.605.482,65	-13,76%
Capivari/Cachoeira	260 MW	0,419230769	R$ 3.147.310,4	R$ 13.356.998,98	324,39%
Curemas	4 MW	0,5	R$ 93.000,00	R$ 621.684,36	568,48%

Fonte: Adaptado de P&D ANEEL: 6491-0339/2014

(13) Portaria MME Nº 117 de 2013:

"Art. 1º Aprovar, na forma do Anexo à presente Portaria, os termos e as condições para a prestação do serviço de geração de energia elétrica por meio de usina hidrelétrica, cuja concessão não tenha sido prorrogada nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e do Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, com vistas a garantir a continuidade do serviço."

Importância: define a Receita Anual de Geração (RAG) para usinas que não renovaram a concessão conforme Lei 12.883/13, replicando a formulação definida nos contratos de renovação das concessões das usinas cotistas, conforme Quadro 5.

A GAG, custo da gestão dos ativos de geração, por sua vez, é composta por uma parcela referente a remuneração resultante da Operação e Manutenção da Usina, $GAG_{O\&M}$, dada pela Resolução Normativa ANEEL 385/2012 – SRE/SRG e outra referente à administração dos ativos não indenizados, GAG_{AdB}, dada pela Resolução Normativa ANEEL 642/2014. O desenvolvimento da formulação dedicada ao cálculo do AjI será feito na subseção deste capítulo, dedicada a analisar a evolução das Usinas Hidrelétricas Cotistas que aceitaram renovar suas concessões sob o regimento proposto pela MP 579.

Quadro 5 - Fórmula para cálculo da Receita Anual de Geração (RAG)

$$RAG_t = GAG_{t-1} \times (IVI_{GAG} \pm X) + EU_t + EC_t \pm AjI_{t-1} \quad (2)$$

$\boldsymbol{RAG_t}$: Receita Anual de Geração reajustada, a ser praticada no ano seguinte (R$/ano)

$\boldsymbol{GAG_{t-1}}$: Custo da Gestão dos Ativos de Geração, incluí dos os custos regulatórios de operação, manutenção, administração, remuneração e amortização da Usina Hidrelétrica (R$/ano)

$\boldsymbol{IVI_{GAG}}$: Índice de Variação da Inflação que reajustará o Custo de Geração de Ativos de Geração, definido a partir da variação anual acumulada do Índice de preços ao Consumidor Amplo – IPCA, do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, e na hipótese de sua extinção, o índice que vier sucedê-lo (%)

$\boldsymbol{X}$: Percentual a ser definido pela ANEEL, no processo de revisão tarifária de que trata a Cláusula Sétima, destinado a estimular a eficiência e capturar ganhos de produtividade para o consumidor a ser acrescido ou subtraído do IVI_{GAG} (%)

$\boldsymbol{EU_t}$: Encargo de Uso do Sistema de Distribuição ou Transmissão (R$/ano)

$\boldsymbol{EC_t}$: Encargo de Conexão de responsabilidade da Concessionária para o ano seguinte (R$/ano)

$\boldsymbol{AjI_{t-1}}$: Ajuste pela indisponibilidade apurada ou pelo desempenho apurado (R$/ano), conforme a modalidade de operação definida pelo ONS.

Fonte: Portaria MME Nº 117 de 2013

(15) Nota Técnica EPE DEA/DEE 01/12 de 2012:

"A presente Nota Técnica (NT) visa subsidiar o MME no processo de estabelecer um valor de remuneração (taxa de lucro) a ser incluído nas tarifas de prestação de serviços de operação e manutenção (O&M) de geração e transmissão das empresas de energia elétrica cujas concessões serão objeto de renovação no âmbito do estabelecido na Medida Provisória nº 579, de 11/09/2012".

Importância: define a remuneração do gerador cotista como 10% da $GAG_{O\&M}$.

(18) Resolução Normativa ANEEL: Nº 608 de 2014:

"Aprova o submódulo 12.3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET".

Importância: define o Custo Ponderado do Capital (WACC – 7,16%) a ser aplicado sobre investimentos novos, que são definidos no submódulo 12.4 dos PRORET, conforme parcelas apresentadas na Tabela 5.

Detalhamento e Análise: o módulo 12 do PRORET alcança as concessionárias de geração e possui quatro submódulos: (1) Revisão Periódica das Receitas de Geradoras; (2) Reajuste Anual das Receitas das Geradoras; (3) Custo de Capital de Geração e (4) Autorização de ampliações e melhorias em instalações de geração. No submódulo 12.3 é definido o WACC, custo médio ponderado das alternativas de financiamento, conforme tabela a segui:

Tabela 5 - Custo médio ponderado das alternativas de financiamento (WACC)

COMPOSIÇÃO DO CAPITAL	
Proporção de Capital Próprio	50%
Proporção de Capital de Terceiros	50%
Taxa livre de risco	4,59%
Prêmio de risco de Mercado	5,79%
Beta médio alavancado	0,73
Prêmio de risco do negócio	4,23%
Prêmio de risco país	3,52%
Custo de capital próprio nominal	12,34%
Prêmio de risco de crédito	2,93%
Custo de dívida nominal	11,03%
CUSTO MÉDIO PONDERADO	
WACC nominal depois de impostos	9,81%
WACC real depois de impostos	7,16%

Fonte: Submódulo 12.3 - PRORET

(19) Resolução Normativa ANEEL: Nº 642 de 2014:

"Estabelece critérios e procedimentos para realização de investimentos que serão considerados nas tarifas de aproveitamentos hidrelétricos alcançados pela Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013."

Importância: define a forma de remuneração dos investimentos incrementais realizados durante a concessão do gerador cotista, aprovando os termos definidos no submódulo 12.4 dos PRORET.

Detalhamento e Análise: neste submódulo são determinadas as situações em que os geradores poderão solicitar o recebimento de receitas adicionais devido a investimentos posteriores à data da concessão, divididos em quatro (4) grupos, conforme Quadro 6:

Quadro 6 - Receitas Adicionais - Investimentos posteriores à concessão

Grupo 1: Investimos em melhorias (sem aumento de potência instalada) de pequeno valor. Valor global do investimento até 1.500.000,00 (um milhão e quinhentos mil reais) ou 10% da $GAG_{O\&M}$.
Grupo 2: Investimento em melhorias de grande valor. Valor global superior à 1.500.000,00 (um milhão e quinhentos mil reais) ou 10% da $GAG_{O\&M}$, obedecendo um limite mínimo de 200.000,00 (duzentos mil reais).
Grupo 3: Remuneração de Investimentos e custos de O&M associados à ampliação de potência (autorizadas pelo poder concedente).
Grupo 4: Remuneração de investimentos em bens não reversíveis. 5% da $GAG_{O\&M}$, obedecendo um limite mínimo de 50.000,00 (cinquenta mil reais). Exemplos de utilização: hardware, software, veículos, infraestrutura de edifícios administrativos.

Fonte: Submódulo 12.4 - PRORET

Ainda neste módulo são determinadas: quota de reintegração regulatória (QRR), remuneração líquida do capital (RLC), remuneração bruta do capital (RBC), custo anual dos ativos elétricos (CAAE), e o custo adicional líquido de gestão de ativos (GAG_{ADL}).

2.6 Os Geradores Hidrelétricos Cotistas

Esta seção apresenta a evolução da qualidade do serviço prestado pelas usinas cotistas, sustentando a hipótese de que esta regulação é falha, especificamente quanto aos incentivos para a manutenção da disponibilidade destas usinas e da implantação de almoxarifados de operação que contenham, inclusive, equipamentos sobressalentes. A sua conclusão é fundamental para a sequência deste trabalho, cujo desenvolvimento é finalizado com um modelo de disponibilidade de um sistema com e sem equipamentos sobressalentes, frente à evolução de parâmetros como aumento da taxa de falhas e tempo de reparo. Inicialmente é feito um detalhamento da fórmula de Ajuste pela Indisponibilidade, fator responsável pela bonificação ou penalidade em função da qualidade do serviço prestado pelo concessionário, das 37 usinas hidrelétricas que renovaram suas concessões conforme as condições estabelecidas na Lei 12.783/13. Seu cálculo é definido de acordo com o modo de operação: despachadas centralmente pelo ONS ou não.

Em seguida, é realizada a verificação das usinas que tiveram sua receita penalizada por infringir os critérios de qualidade de serviço e disponibilidade. Estes dados estão disponíveis na nota técnica que homologa as receitas destes geradores para os anos de 2016 e 2017 (BRASIL, NT 232/2016-SGT/ANEEL 2016). Além da obsolescência dos componentes e consequente aumento da taxa de falhas, um dos fatores que pode influenciar no tempo de reparo de uma usina hidrelétrica é a distância à grandes centros urbanos, que dificulta o acesso ao empreendimento, a disponibilidade de mão de obra qualificada e o transporte de componentes de grande escala. Por este motivo, uma visão geográfica da localização das usinas renovadas é proposta, assim como um breve estudo das distâncias destas usinas às capitais brasileiras e a possibilidade da cooperação de uma ou mais usinas na formação de um almoxarifado compartilhado central.

2.6.1 Qualidade do Serviço Prestado

Conforme apresentado anteriormente, a Receita Anual de Geração que formará a base financeira para que o concessionário opere as usinas hidrelétricas renovadas é calculada como a soma de três fatores: um relativo aos custos da gestão de ativos (GAG), outro pelos encargos (EU e EC), e outro pelo bônus/penalidade pela qualidade do serviço prestado (AjI).

A função do AjI é tentar criar um mecanismo de incentivo à qualidade do serviço prestado através de uma penalização ou bonificação aplicada à RAG, através do saldo deficitário ou superavitário da indisponibilidade verificada frente ao valor de referência, como descrito a seguir, baseado na portaria (BRASIL, Portaria Nº 117 2013). Vale ressaltar que Ajuste pela Indisponibilidade é limitado a mais ou menos 10% do valor da $GAG_{O\&M}$ vigente até o quinto ano de contrato e irrestrita a partir do sexto ano (BRASIL, RN Nº 541 2013).

$$AjI_{t-1} = GAG_{O\&M} \times [Indisp_{referência} - Indisp_{verificada}] \quad (3)$$

$\boldsymbol{AjI_{t-1}}$: Ajuste pela indisponibilidade apurada.
$\boldsymbol{GAG_{O\&M}}$: Parcela do Custo da Gestão dos Ativos de Geração referente à operação e manutenção.
$\boldsymbol{Indisp_{referência}}$: Índice de indisponibilidade usado no cálculo da garantia física.
$\boldsymbol{Indisp_{verificada}}$: Índice de indisponibilidade verificado na operação da usina.

Se o despacho da Usina for centralizado pelo ONS, o índice de indisponibilidade é aferido pelo Sistema de Apuração das Mudanças de Estados Operativos de Unidades Geradoras (SAMUG) e é contabilizado como uma média aritmética dos valores obtidos dos últimos 60 meses apurados, anteriores ao mês vigente. Desta forma é calculado como se segue:

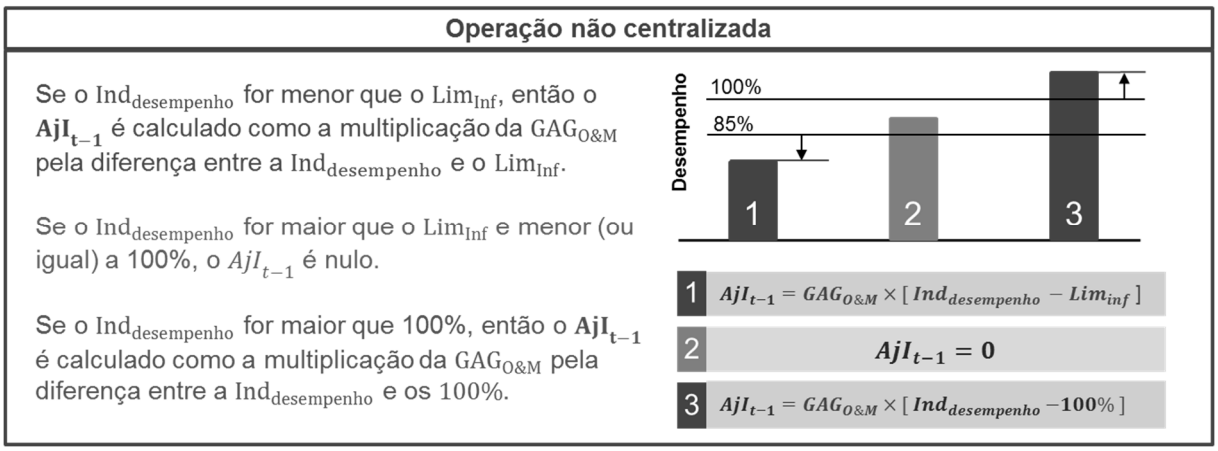
$\boldsymbol{Indisp_{verificada}} = 1 - (1 - TEIFa)\ x\ (1 - TEIP)$	(4)
$\boldsymbol{Indisp_{verificada}}$: Índice de indisponibilidade verificado na operação da usina $\boldsymbol{TEIFa}$: Taxa equivalente de indisponibilidade forçada apurada $\boldsymbol{TEIP}$: Taxa equivalente de indisponibilidade programada	

No caso em que a Usina não for despachada de forma centralizada, o cálculo é substituído por um "Índice de Desempenho", calculado como:

$Ind_{desempenho} = \dfrac{GM}{Máx\{GF; 0{,}40\ x\ PI\}} \geq Lim_{Inf} = 85\%$	(5)
$\boldsymbol{Ind_{desempenho}}$: Índice de desempenho $\boldsymbol{GM}$: Geração Média de Energia Elétrica $\boldsymbol{GF}$: Garantia Física do Empreendimento $\boldsymbol{PI}$: Potência Instalada $\mathbf{Lim_{Inf}}$: Limite Inferior do padrão de Qualidade	

O Índice de Desempenho para medição do padrão de qualidade da prestação do serviço é progressivo e está correlacionado com o tempo de operação da unidade geradora. Como as Usinas Geradoras Cotistas são usinas antigas, o Limite inferior do padrão de qualidade é maior ou igual a 85%. Com isso, o AjI calculado é dado pela regra resumida na Figura 1.

Figura 1 - AjI para usinas com operação não centralizada



Fonte: Baseado na (Portaria Nº 117 2013)

Em Julho de 2016 foi homologado o reajuste do valor da Receita Anual de Geração válida para o período de julho de 2016 a junho de 2017 (BRASIL, NT 232/2016-SGT/ANEEL 2016). Com base nos dados apresentados nesta homologação se elaborou a Tabela 6, na qual são apresentados os valores de AjI para as Usinas Renovadas.

Tabela 6 - Ajuste pela Disponibilidade (AjI) das Usinas Cotistas: 2016/2017

Despacho Centralizado pelo ONS

#	Usina	GAG-O&M	Indisp referência	Indisp verificada	Δ	Ajuste pela Indisponibilidade
1	Complexo Paulo Afonso	R$ 169.064.965,85	0,1366	0,1948	-0,0581	-R$ 9.822.674,52
2	Xingó	R$ 148.684.913,49	0,1352	0,1386	-0,0034	-R$ 505.528,71
3	Henry Borden	R$ 119.926.037,94	0,1013	0,093	0,0083	R$ 995.386,11
4	Itaparica (Luiz Gonzaga)	R$ 83.377.356,92	0,1469	0,0981	0,0488	R$ 4.068.815,02
5	Marimbondo	R$ 74.573.148,09	0,1042	0,1218	-0,0176	-R$ 1.312.487,41
6	Furnas	R$ 65.196.277,27	0,1042	0,2423	**-0,1000**	-R$ 6.519.627,73
7	Estreito (L. C. Barreto)	R$ 57.541.487,14	0,1042	0,1167	-0,0125	-R$ 719.268,59
8	Corumbá I	R$ 28.541.443,21	0,1042	0,0654	0,0388	R$ 1.107.408,00
9	Porto Colômbia	R$ 25.684.716,14	0,1042	0,1016	0,0026	R$ 66.780,26
10	Boa Esperança	R$ 20.912.317,26	0,0893	0,1058	-0,0165	-R$ 345.053,23
11	Funil - RJ	R$ 18.992.502,02	0,1042	0,1092	-0,005	-R$ 94.962,51
12	Jacuí	R$ 17.837.113,92	0,0698	0,052	0,0178	R$ 317.500,63
13	Passo Real	R$ 13.684.849,26	0,1042	0,0589	0,0453	R$ 619.923,67
14	Coaracy Nunes	R$ 10.187.382,43	0,0825	0,0907	-0,0082	-R$ 83.536,54
	Total	**R$ 854.204.510,94**		**Soma**	-1,43%	**-R$ 12.227.325,53**

Despacho NÃO Centralizado pelo ONS

#	Usina	GAG-O&M	Índice de Desempenho	Limite Inferior	Δ	Ajuste pela Indisponibilidade
15	Canastra	R$ 5.708.635,69	0,98	0,85	0,00	R$ -
16	Porto Góes	R$ 4.188.379,95	1,07	0,85	0,07	R$ 293.186,60
17	Funil - BA	R$ 4.108.556,66	0,56	0,85	**-0,10**	-R$ 410.855,67
18	Rasgão	R$ 3.443.267,19	0,89	0,85	0,00	R$ -
19	Bugres	R$ 2.503.501,72	1,01	0,85	0,01	R$ 25.035,02
20	Rio do Peixe	R$ 2.463.296,96	0,54	0,85	**-0,10**	-R$ 246.329,70
21	Pedra	R$ 2.183.501,85	0,25	0,85	**-0,10**	-R$ 218.350,19
22	Antas I	R$ 1.784.991,37	0,88	0,85	0,00	R$ -
23	Ernestina	R$ 1.209.882,99	0,93	0,85	0,00	R$ -
24	Cachoeira do Lavrinha	R$ 820.154,48	0,85	0,85	0,00	R$ -
25	Capigui	R$ 782.313,56	0,70	0,85	**-0,10**	-R$ 78.231,36
26	Macaco Branco	R$ 726.005,82	0,58	0,85	**-0,10**	-R$ 72.600,58
27	Guarita	R$ 538.211,60	1,18	0,85	0,10	R$ 53.821,16
28	Santa Rosa	R$ 472.995,27	1,13	0,85	0,10	R$ 47.299,53
29	Forquilha	R$ 428.424,22	1,00	0,85	0,00	R$ -
30	Ijuizinho	R$ 383.330,26	1,01	0,85	0,01	R$ 3.833,30
31	Passo do Inferno	R$ 383.261,29	1,01	0,85	0,01	R$ 3.832,61
32	Herval	R$ 334.453,33	0,41	0,85	**-0,10**	-R$ 33.445,33
	Total	R$ 32.463.164,21		**Soma**	-1,95%	**-R$ 632.804,60**

Casos Específicos

#	Usina	GAG-O&M	
33	Passo de Ajuricaba	883.032,69	Informações Pendentes, Liminar na Justiça ou Prestação Temporária.
34	São Simão	99.061.332,47	
35	Três Irmãos	38.730.311,19	
36	São Domingos	2.445.128,69	
37	Rio dos Patos	162.721,94	

Fonte: (BRASIL, NT 232/2016-SGT/ANEEL 2016)

Dos dados apresentados na Tabela 6, nota-se que as usinas hidrelétricas em regime de cotas acumularam um déficit de 12.8 milhões de reais como resultado da soma dos bônus e penalidades devidas ao AjI. Este valor representa 1,45% da GAG-O&M total paga aos concessionários de #1 a #32. Para as usinas despachadas centralmente, que representam uma maior importância ao setor elétrico, o déficit representou 1,43% da GAG-O&M total, sendo metade das catorze usinas incorrendo nesta penalidade, ou seja, apresentando indisponibilidades maiores do que a referência. A Usina de Furnas é o caso mais extremo, no qual o limite superior de penalização foi alcançado (10% da GAG-O&M).

Na média, estas sete usinas foram penalizadas em 2.77%, dos 10% que da remuneração da gestão dos ativos. Para as usinas menores, de #15 a #32, das 5 usinas que foram penalizadas, todas superaram o limite superior, de 10%. Algumas usinas conseguiram, do lado oposto, serem beneficiadas com 10% positivos, porém na soma dos bônus e dos ônus o resultado foi um déficit de 632 mil reais, que representam 1.95% da RAG originalmente calculada. Considerando, numa hipótese, que os valores da GAG são suficientes para a gestão dos ativos, estes valores indicam elevado risco ao equilíbrio econômico financeiro dos empreendimentos.

Na Tabela 7 é apresentada a evolução da TEIFa para as usinas cotistas despachadas pelo ONS, extraído dos dados do "Deck de Preços" da CCEE, que serve como entrada para a simulação do Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo (NEWAVE), responsável pelo cálculo da função de custo futuro de operação do SIN. Como estes valores são modificados conforme uma média móvel de 60 meses de apuração, o impacto da MP 579 nos dados de entrada ainda é pequeno.

Tabela 7 - Usinas Cotistas Despachadas pelo ONS – TEIFa

	TEIF Anterior à MP 579 DEC PREÇOS JANEIRO				TEIF Posterior à MP 579 DEC PREÇOS JANEIRO				
Usinas	2010	2011	2012	**Média**	2013	2014	2015	**Média**	**Δ Médias**
1 – C. Paulo Afonso	2,74%	2,74%	2,74%	**2,74%**	2,74%	3,40%	2,22%	**2,79%**	**-0,05%**
2 - Xingó	2,48%	2,44%	2,43%	**2,45%**	3,57%	3,63%	1,25%	**2,82%**	**-0,37%**
3 - Henry Borden	2,32%	3,20%	3,64%	**3,05%**	4,46%	5,22%	4,86%	**4,85%**	**-1,80%**
4 - Itaparica	3,31%	3,42%	3,46%	**3,40%**	3,31%	3,35%	3,05%	**3,24%**	**0,16%**
5 - Marimbondo	0,42%	0,12%	0,15%	**0,23%**	0,24%	0,60%	0,98%	**0,61%**	**-0,38%**
6 - Furnas	4,20%	3,21%	3,56%	**3,66%**	4,44%	5,98%	9,08%	**6,50%**	**-2,84%**
7 - Estreito	1,77%	2,72%	3,45%	**2,65%**	3,79%	3,97%	4,22%	**3,99%**	**-1,35%**
8 - Corumbá I	1,49%	1,01%	1,41%	**1,30%**	0,93%	1,03%	0,94%	**0,97%**	**0,33%**
9 - Porto Colômbia	5,93%	3,13%	1,72%	**3,59%**	1,63%	1,74%	2,22%	**1,86%**	**1,73%**
10 - Boa Esperança	1,25%	0,94%	0,78%	**0,99%**	0,78%	0,31%	0,33%	**0,48%**	**0,52%**
11 - Funil	2,12%	1,24%	1,04%	**1,46%**	1,10%	0,92%	1,61%	**1,21%**	**0,25%**
12 - Jacuí	0,13%	0,21%	0,15%	**0,16%**	0,44%	0,56%	0,71%	**0,57%**	**-0,41%**
13 - Passo Real	0,48%	0,53%	0,73%	**0,58%**	0,75%	0,54%	0,83%	**0,71%**	**-0,13%**
14 - Coaracy Nunes	2,08%	2,08%	2,08%	**2,08%**	2,08%	2,08%	2,08%	**2,08%**	**0,00%**

Fonte: Autor – Dados: CCEE.

2.6.2 Localização Geográfica das Usinas

No tópico anterior deste capítulo foi apresentada a formulação para bonificação ou penalidade dada a qualidade do serviço prestado, medida pela disponibilidade da planta de geração. Neste tópico, será feita uma abordagem complementar com o objetivo de entender os fatores que podem estar correlacionados à uma demora de retomada ao serviço da usina, focada na localização geográfica destes 37 empreendimentos de geração.

Supõe-se que a distância das usinas à grandes centros urbanos ou industriais é um dos pontos críticos desta equação, uma vez que a dificuldade de acesso ao empreendimento, a falta de mão de obra, a condição de uso das estradas e a distância dos principais fornecedores contribuem para um aumento do tempo de reparo de um equipamento. Com isso, caso o reparo seja preventivo ou agendado, o tempo de entrega do material deve ser contabilizado no processo de aquisição. Por outro, no caso de uma manutenção corretiva emergencial, o tempo de ressuprimento do equipamento pode impactar fortemente nos índices de indisponibilidade do empreendimento. Com este intuito, programou-se um algoritmo para calcular a distância das plantas de geração do banco de dados de usinas às capitais brasileiras e ao distrito federal. A localização geográfica das usinas foi obtida através do sistema "Cotas Partes", produto do P&D ANEEL com referência 6491-0339/2014. O procedimento para cálculo das distâncias está detalhado no Algoritmo 1, abaixo.

Algoritmo 1 - Distância das hidrelétricas às capitais brasileiras e ao distrito federal

```
Definições:
i: Índice da Usina da amostra (de 1 à 37)
j: Coordenadas Geográficas da Capitais + Distrito Federal (de 1 à 27)
C1_i: Capital mais próxima de i
C2_i: Segunda capital mais próxima de i

Início

Passo 1: Para i = 1 até 37, com passos de 1
Passo 2:    Carrega i no "Google Maps" (Latitude e Longitude)
Passo 3:    Para j = 1 até 27, com passos de 1
Passo 4:          Carrega j no "Google Maps" (Latitude e Longitude)
Passo 5:          Calcula a distância de i à j por vias terrestres
Passo 6:          Registra a menor distância
Passo 7:    Próximo j
Passo 8:    Registra C1_i e C2_i
Passo 9: Próximo i

Fim
```

Fonte: Autor

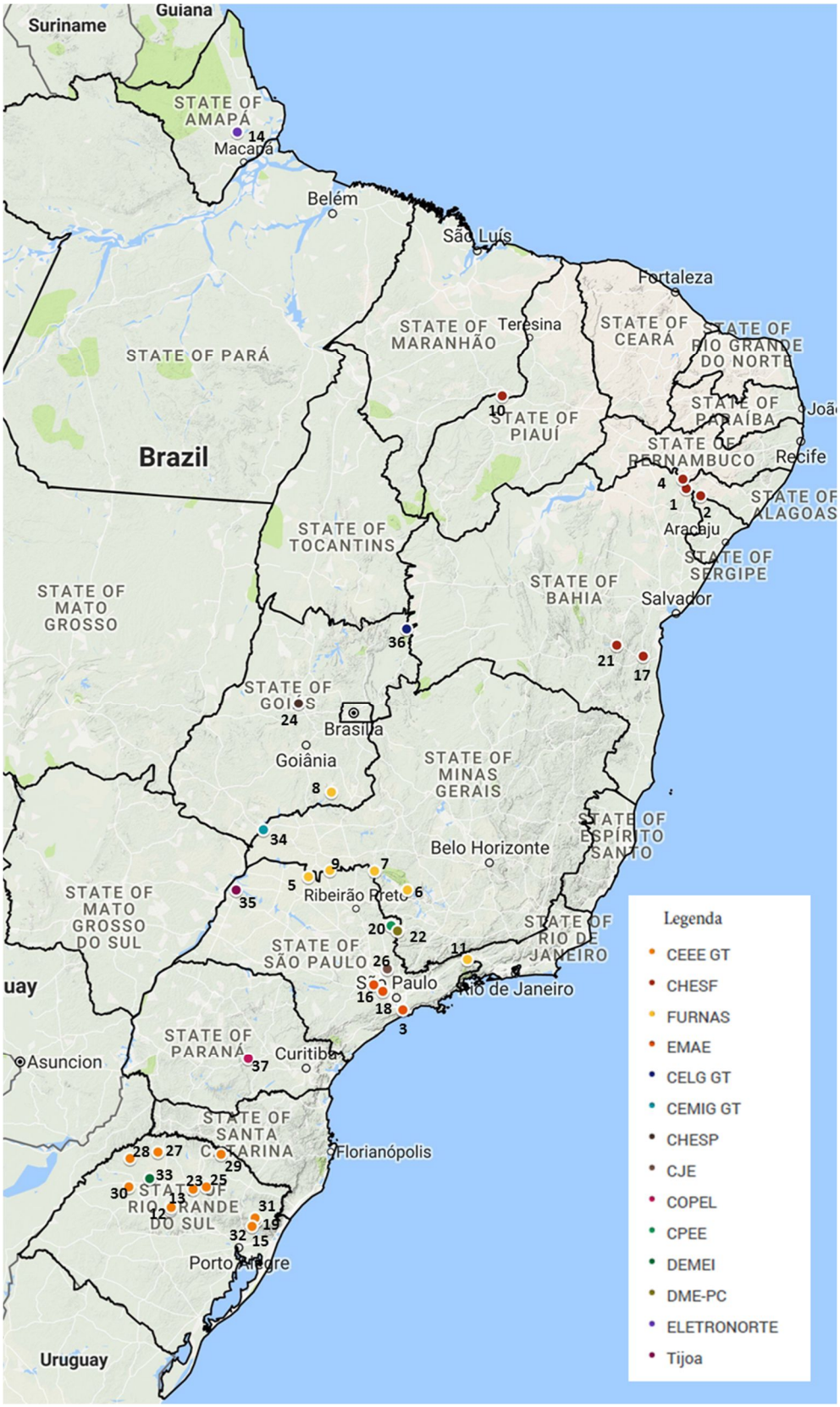
O resultado da execução deste algoritmo é representado na Tabela 8 e na Figura 2. Nesta tabela além da distância das usinas às capitais mais próximas (UF1 e UF2), traz-se a potência instalada de cada uma das 37 usinas renovadas, o ano de início da operação assim como a latitude e longitude de cada empreendimento, que possibilitam a representação de cada uma das usinas no mapa contido na Figura 2. Neste mapa, as usinas estão classificadas de acordo com o operador do empreendimento através de cores. Percebe-se que a grande maioria das usinas (29 das 37) está localizada na região SUL/SUDESTE, principalmente nos estados de São Paulo, Minas Gerais e Rio Grande do Sul.

Tabela 8 - Usinas Cotistas – Início da Operação, Localização e Distância às Capitais.

#	Usina	Potência	Ano	UF	Latitude	Longitude	1ª	UF1	2ª	UF2
1	Complexo Paulo Afonso	4279,6 MW	1961	BA	-9.41323	-38.210586	263,5 km	SE	328,4 km	AL
2	Xingó	3162,0 MW	1994	SE	-9.620889	-37.792369	208,0 km	SE	287,8 km	AL
3	Henry Borden	889,0 MW	1926	SP	-23.875278	-46.448611	69,7 km	SP	398,1 km	PR
4	Itaparica (Luiz Gonzaga)	1479,6 MW	1988	BA	-9.143992	-38.313367	302,3 km	SE	356,6 km	AL
5	Marimbondo	1440,0 MW	1975	MG	-20.301111	-49.196667	457,0 km	GO	496,4 km	SP
6	Furnas	1216,0 MW	1963	MG	-20.664722	-46.320278	319,8 km	MG	420,6 km	SP
7	Estreito (L. C. Barreto)	1048,0 MW	1969	SP	-20.150556	-47.279444	503,2 km	SP	533,1 km	MG
8	Corumbá I	375,0 MW	1996	GO	-17.989283	-48.531028	203,4 km	GO	344,4 km	DF
9	Porto Colômbia	319,2 MW	1973	SP	-20.124167	-48.571944	445,7 km	GO	484,7 km	SP
10	Boa Esperança	237,3 MW	1970	PI	-6.752028	-43.564086	339,7 km	PI	609,5 km	MA
11	Funil - RJ	216,0 MW	1970	RJ	-22.530278	-44.566944	186,6 km	RJ	265,2 km	SP
12	Jacuí	180,0 MW	1962	RS	-29.073514	-53.208972	285,0 km	RS	727,5 km	SC
13	Passo Real	158,0 MW	1973	RS	-29.016667	-53.183333	290,4 km	RS	729,7 km	PR
14	Coaracy Nunes	77,0 MW	1975	AP	0.903056	-51.259167	146,8 km	AP	-	SE
15	Canastra	42,5 MW	1905	RS	-29.393442	-50.746494	124,1 km	RS	444,5 km	SC
16	Porto Góes	24,8 MW	1928	SP	-23.209167	-47.296389	107,9 km	SP	416,7 km	PR
17	Funil - BA	30,0 MW	1970	BA	-14.183333	-39.466667	251,6 km	BA	561,3 km	SE
18	Rasgão	22,0 MW	1925	SP	-23.38	-47.032222	72,6 km	SP	442,3 km	PR
19	Bugres	11,1 MW	1952	RS	-29.346356	-50.701606	145,8 km	RS	426,5 km	SC
20	Rio do Peixe	18,1 MW	1925	SP	-21.626666	-46.790555	270,9 km	SP	519,4 km	MG
21	Pedra	20,0 MW	1978	BA	-13.868828	-40.235131	381,9 km	BA	576,6 km	SE
22	Antas I	8,6 MW	1991	MG	-21.764722	-46.605556	260,7 km	SP	475,9 km	MG
23	Ernestina	4,8 MW	1951	RS	-28.5589	-52.5469	252,8 km	RS	554,1 km	SC
24	Cachoeira do Lavrinha	3,0 MW	1956	GO	-15.516667	-49.483333	153,5 km	GO	253,4 km	DF
25	Capigui	3,8 MW	1955	RS	-28.5	-52.166667	262,3 km	RS	502,3 km	SC
26	Macaco Branco	2,4 MW	1911	SP	-22.7906	-46.8972	125,4 km	SP	507,0 km	PR
27	Guarita	1,8 MW	1953	RS	-27.6067	-53.5733	415,7 km	RS	636,5 km	PR
28	Santa Rosa	1,4 MW	1955	RS	-27.77	-54.386	491,3 km	RS	762,7 km	SC
29	Forquilha	1,0 MW	1950	RS	-27.6667	-51.7333	363,1 km	RS	436,8 km	SC
30	Ijuizinho	1,0 MW	1950	RS	-28.5	-54.4167	457,2 km	RS	738,1 km	SC
31	Passo do Inferno	1,3 MW	1948	RS	-29.2833	-50.75	152,0 km	RS	432,6 km	SC
32	Herval	1,4 MW	1941	RS	-29.5	-50.833333	106,5 km	RS	455,8 km	SC
33	Passo de Ajuricaba	3,4 MW	1959	RS	-28.2819	-53.8097	410,8 km	RS	672,9 km	SC
34	São Simão	1710,0 MW	1978	MG	-19.018056	-50.499167	373,4 km	GO	579,6 km	MS
35	Três Irmãos	807,5 MW	1993	SP	-20.668639	-51.299981	383,2 km	MS	639,3 km	GO
36	São Domingos	12,0 MW	1991	GO	-13.407222	-46.343611	442,8 km	DF	524,0 km	TO
37	Rio dos Patos	1,7 MW	1984	PR	-25.175833	-50.940556	208,5 km	PR	508,3 km	SC

Fonte: Autor

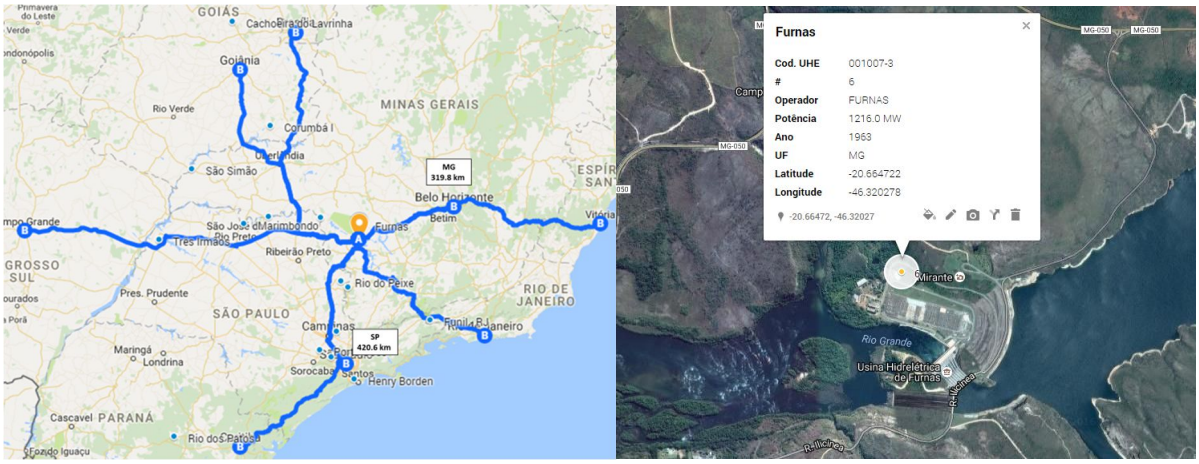
Figura 2 - Localização das Usinas Cotistas



Fonte: Autor – Ferramenta: Google Maps

Na Figura 3 está representada a usina Furnas (#6), com 1216 MW de potência instalada começou a operar em 1963, está localizada no estado de Minas Gerais nas coordenadas geográficas (-20.664722 -46.320278). A capital mais próxima por vias terrestres é Belo Horizonte (MG), a 319.8 km de distância. A segunda é São Paulo (SP), a 420.6 km.

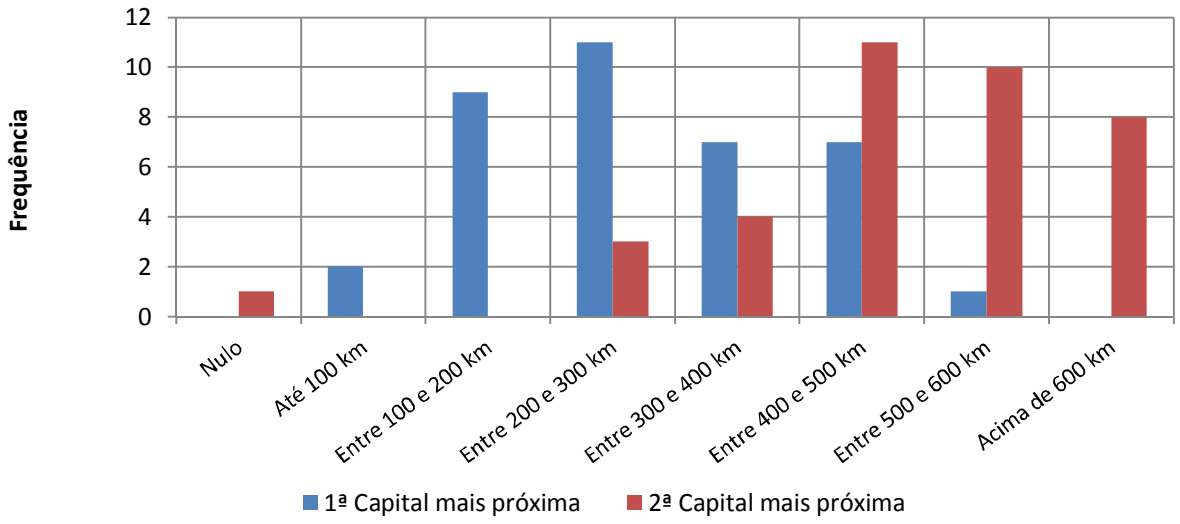
Figura 3 - Exemplo de Localização - Usina de Furnas



Fonte: Autor

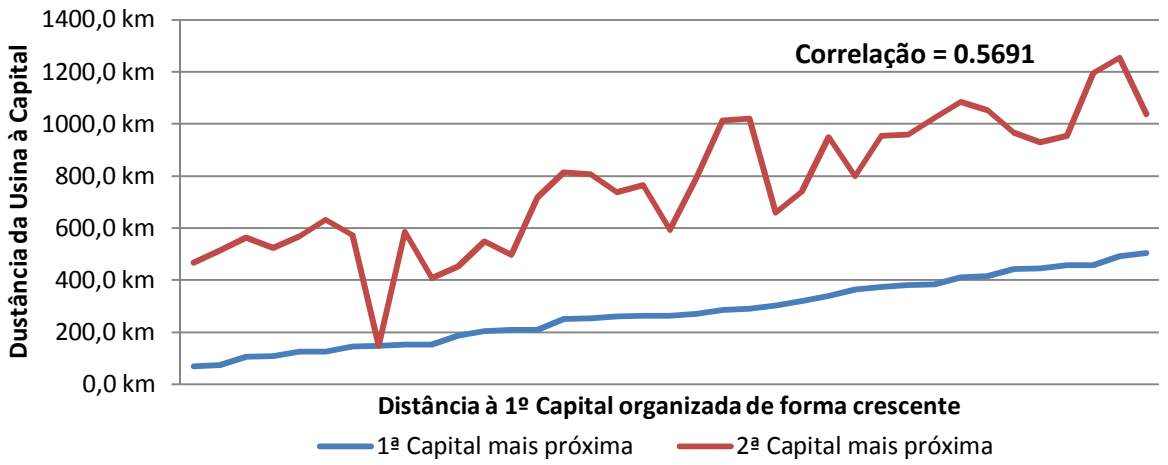
A representação dos dados pode ser vista no Gráfico 3 e no Gráfico 4. Apesar de haver uma correlação moderada entre as variáveis “distância à primeira capital” e “distância à segunda capital” (0.5691), nota-se que a primeira capital está em média à 276,6 km de distância e a segunda, à 487,8 km da Usina Cotista, com uma média claramente deslocada.

Gráfico 3 - Distância Individualizada das Usinas Cotistas e das Capitais mais Próximas



Fonte: Autor

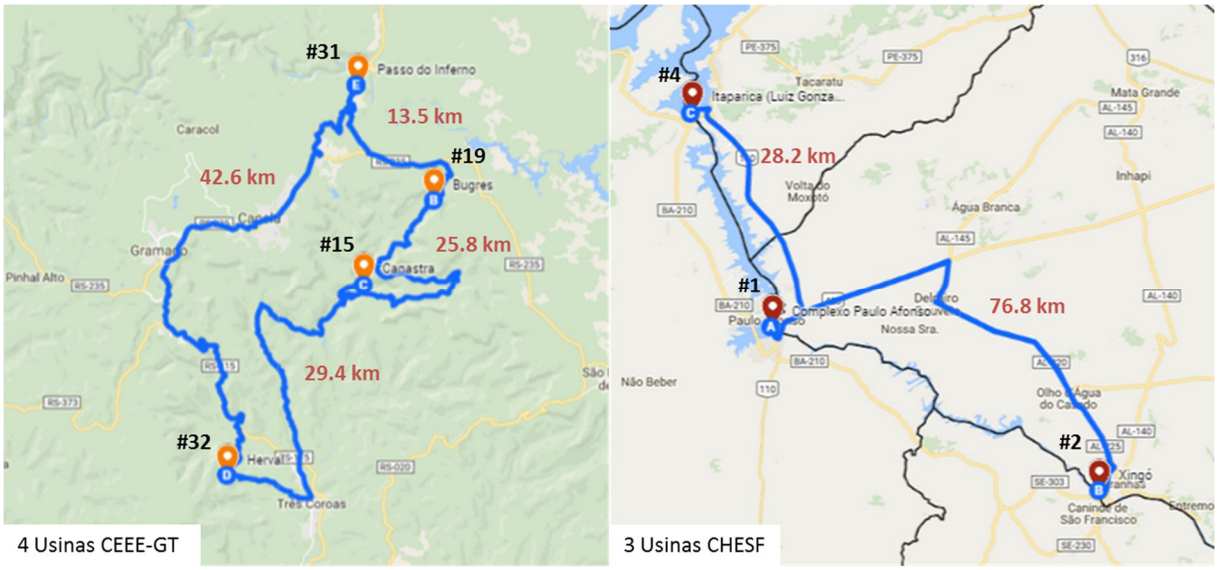
Gráfico 4 - Correlação entre as Distâncias à Primeira e Segunda Capitais



Fonte: Autor

Alguns concessionários como a CEEE-GT e CHESF, possuem conjuntos de usinas com potencial para implantação de almoxarifados centralizados pela proximidade geográfica e pelo porte dos empreendimentos, conforme representado na Figura 4. A centralização do almoxarifado pode ser uma solução economicamente atrativa e ao mesmo tempo benéfica ao sistema elétrico, melhorando a qualidade do serviço prestado através do aumento dos índices de disponibilidade das usinas. Esta é uma prática comum em empresas de geração e distribuição, como forma de otimizar seus recursos.

Figura 4 - Almoxarifado Centralizado – Candidatos Naturais

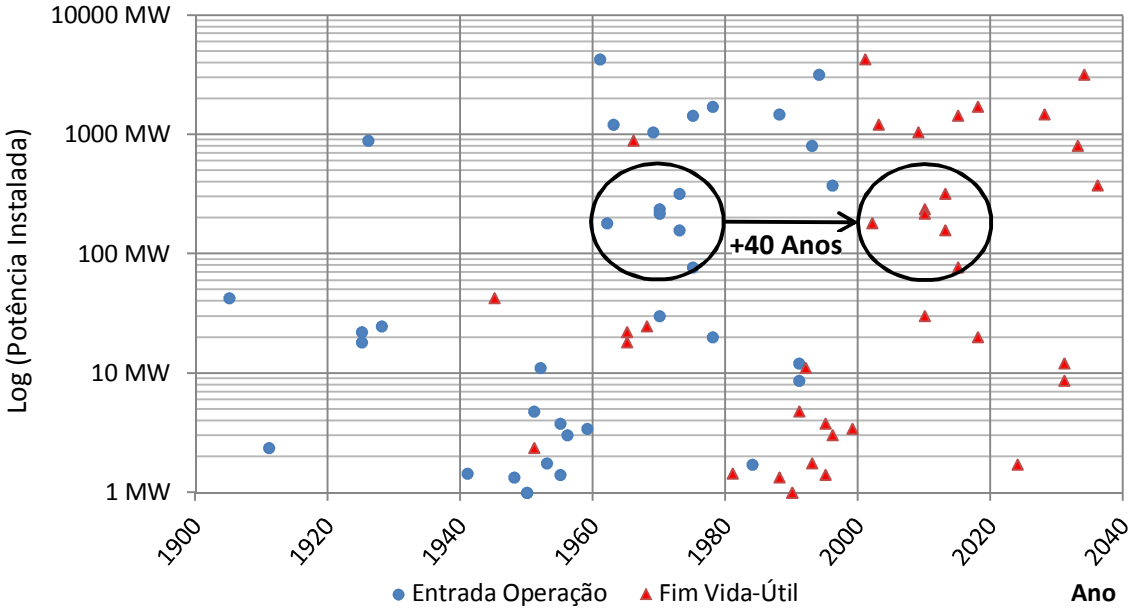


Fonte: Autor

2.6.3 Ano da Entrada em Operação

Tratando-se de renovação de concessão de usinas velhas, é importante citar as mudanças das características das usinas e dos investidores ao longo do período de vigência das outorgas. O gráfico da Figura 5 representa no eixo das ordenadas a potência instalada das usinas renovadas em escala logarítmica, e no eixo das abcissas o ano de outorga (azul) e um deslocamento de 40 anos desta data (vermelha), representando o fim da vida útil dos equipamentos eletromecânicos.

Figura 5 - Usinas Renovadas (MP 579) – Operação e Fim da Vida-útil



Fonte: Autor

Uma vez que a automação digital tem pouco mais de 15 anos, grande parte das usinas cotistas que operam há 30 anos ou mais ou já passaram por alguma modernização/atualização de tecnologia ou ainda possuem sua configuração completa ou parcialmente conforme concebida. Ao fazer uma extrapolação, adicionando 40 anos ao ano de outorga, percebe-se que o conjunto de empreendimentos que seguem o regime de cotas, encontram-se em pontos diferentes de maturação e atualização tecnológica e vida útil de seus equipamentos. Além disso, dadas particularidades ocorridas ao longo dos anos de operação, sua gestão de manutenção acaba por se adequar às demandas reais do empreendimento. O tema da disponibilidade da planta de geração dada a existência de peças sobressalentes e almoxarifado será discutido em detalhes no Capítulo 4 – Confiabilidade de Taxa de Falhas.

3 Usinas Hidrelétricas e seus Sistemas

3.1 Considerações Gerais

A geração de energia elétrica em um aproveitamento hídrico passa fundamentalmente por três etapas de transformações: inicialmente a energia potencial da água armazenada ou "estancada" em uma barragem superior, em um nível de montante, é transformada em energia cinética durante a condução do fluido por sistema hidráulico forçado em direção à turbina hidráulica, que converterá parte desta energia em torque mecânico disponibilizado em um eixo, retornando o fluido ao rio, em um nível de jusante. O eixo da turbina está diretamente conectado a um gerador que por sua vez fará a conversão da energia mecânica em elétrica (Grigsby 2001). Em suma, a equação que representa o potencial de geração de um aproveitamento hidrelétrico é obtida pelo produto do potencial elétrico líquido (P) de uma dada vazão (Q) e de uma queda (H), da aceleração da gravidade (g) e eficiência da conversão da energia (η):

$$P = \eta . g . Q . H \qquad (6)$$

Onde:

P: Potência Elétrica Líquida Disponível (W)

η: Rendimento Global da Planta de Geração (%)

g: Aceleração Gravitacional (9,8 m/s²)

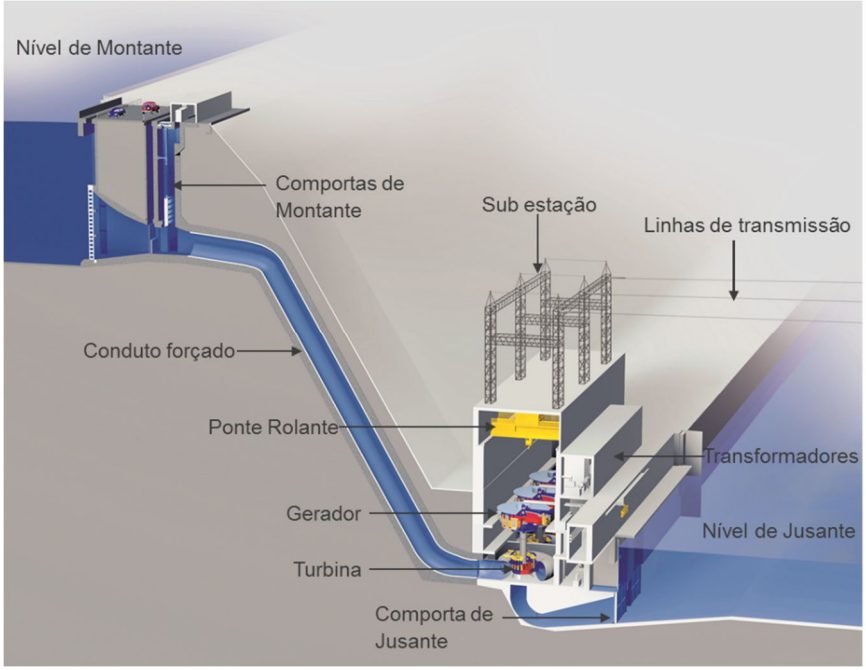
Q: Vazão em metros cúbicos por segundo (m³/s)

H: Queda Líquida de Projeto (m)

A Figura 6, corte de uma usina hidrelétrica, e a Figura 7, corte da unidade geradora da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, representam os componentes descritos acima para o processo de conversão de energia em uma usina hidrelétrica. Apesar da turbina e do gerador serem os atores principais do processo da hidrogeração, há um completo conjunto de equipamentos coadjuvantes, mas essenciais para produção de energia. Alguns deles estão associados diretamente a geração e transporte da energia (principais ou "powertrain") e outros, associados lateralmente (secundários). Estes equipamentos são divididos em sistemas auxiliares elétricos, mecânicos, hidromecânicos, sistemas de automação e construção civil. Com exceção da construção civil, este capítulo descreverá a função de alguns destes equipamentos, visando apoiar as discussões, modelagens e análises relativas a disponibilidade dos sistemas de geração

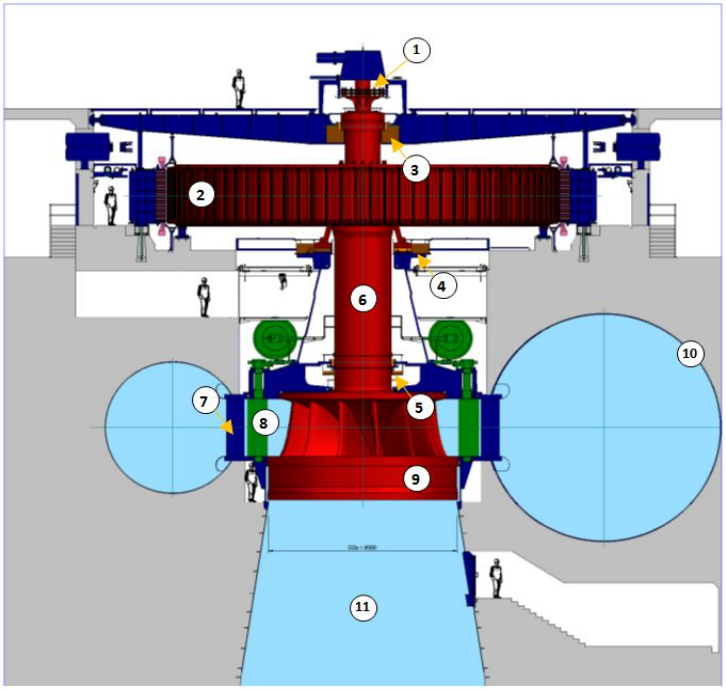
sob a ótica do envelhecimento dos sistemas e do impacto da existência de almoxarifado das hidrelétricas antigas que eventualmente não reformaram ou substituíram seus equipamentos.

Figura 6 - Corte de uma Usina Hidrelétrica Genérica (Francis)



Fonte: (Voith 2016)

Figura 7 - Corte da Unidade Geradora de Belo Monte



Dados Gerador
Potência Nominal: 679 MW
Tensão Nominal: 18 kV
Frequência: 60 Hz
Cos ϕ: 0,90
Dados Turbina
Potência Nominal: 611,1 MW
Queda Nominal: 87 mca
Rotação Nominal: 85,71 rpm

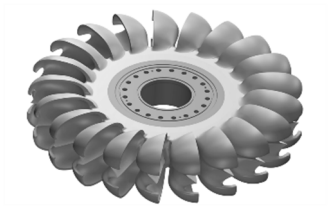
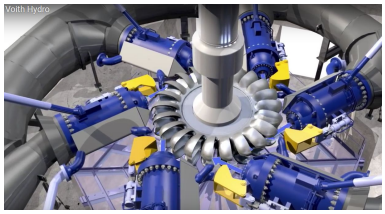
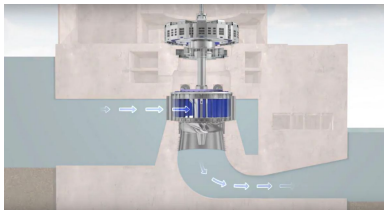
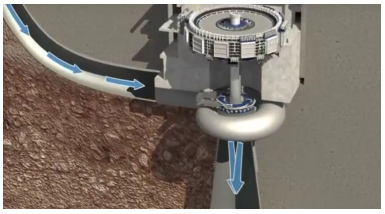
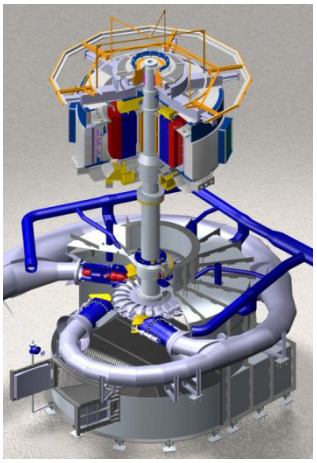
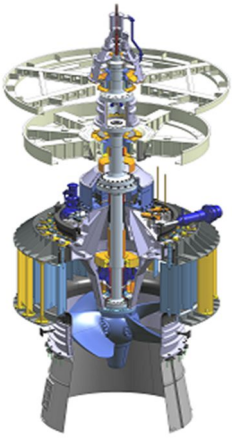
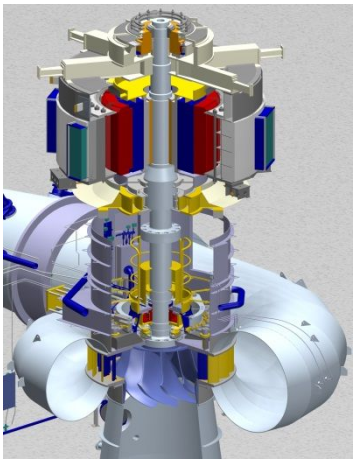
Legenda	
1	Anel Coletor
2	Gerador Elétrico (Rotor)
3	Mancal Guia Gerador
4	Mancal Escora Gerador
5	Mancal Guia Turbina
6	Eixo
7	Aro de Distribuição
8	Palhetas Distribuidor
9	Turbina Francis
10	Caixa Espiral
11	Tubo de Sucção

Fonte: Autor – Imagem e dados: (Voith 2016)

3.2 Turbinas Hidráulicas

As turbinas hidráulicas são componentes responsáveis pela conversão da energia contida no fluido (água) em energia mecânica a ser transmitida ao eixo conectado ao gerador, que por sua vez a converterá em energia elétrica. As turbinas mais utilizadas para geração de eletricidade são as turbinas do tipo Pelton (patenteada por Lesler A. Pelton, em 1880), Kaplan (aperfeiçoada por Victor Kaplan, em 1912) e Francis (desenvolvida por James B. Francis, em 1847), ilustradas na Figura 8.

Figura 8 - Turbinas Pelton, Kaplan e Francis

Turbinas Pelton	**Turbinas Kaplan**	**Turbinas Francis**
		
		
Exemplos de Grandes Usinas Brasileiras		
Henry Borden (5 x “36 a 70 MW”) G. P. Souza (4 x 65 MW) Cubatão (2 x 22 MW)	Lajeado (5 x 180 MW) Sobradinho (6 x 175 MW) Peixe Angical (3 x 166 MW)	Itaipu (20 x 700 MW) Belo Monte (18 x 611 MW) Xingó (6 x 527 MW)
		

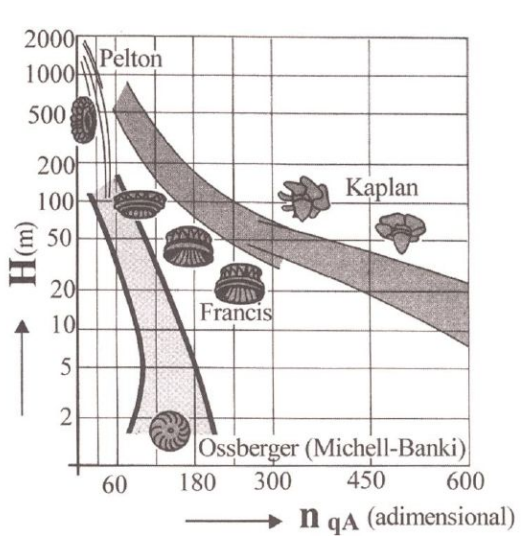
Fonte: Autor – Imagens: (Voith 2016)

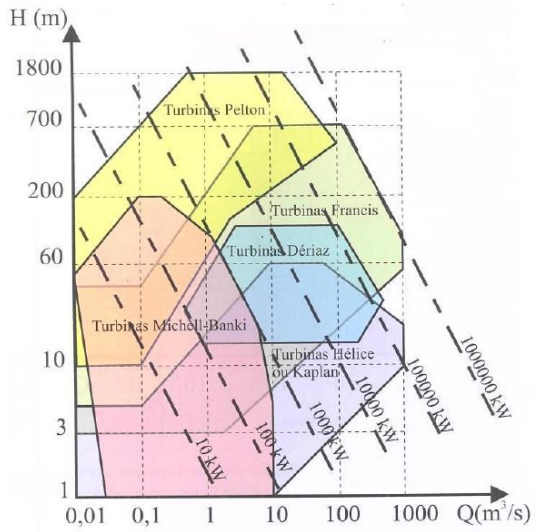
A escolha da turbina é um processo de análise das condições de instalação, com forte correlação com a queda líquida e vazão disponíveis no aproveitamento hídrico. As turbinas Pelton, por exemplo, são escolhidas para altas quedas (até 1800 m) e são classificadas como máquinas de fluxo de ação, para a qual não há variação da pressão do fluido que passa pelo rotor. Já as turbinas Francis e Kaplan são classificadas como máquinas de fluxo de reação, havendo redução de pressão do fluido ao passar pelo rotor.

Quanto à aplicação, turbinas Francis são adequadas para quedas médias (de até 700 m) e as turbinas Kaplan são ideais para baixas quedas (até 100 m). Se as turbinas Pelton são implantadas em aproveitamentos com vazões de até 100 m³/s, as Francis e Kaplan chegam a 1000 m³/s (HENN 2006). Na Figura 9, mostra-se um resumo das principais combinações de parâmetros (queda; vazão e rotação específica) para cada uma das turbinas descritas acima. Nas regiões em que as soluções se sobrepõem, a escolha da "turbina ótima" não é imediata e estudos de viabilidade adicionais devem ser executados levando em consideração: capacidade instalada, tamanho e custo do investimento.

Figura 9 - Seleção de Turbinas

Seleção de Turbinas, Critérios: Queda (H), Vazão (Q) e Velocidade Específica (nqA)





Turbina Hidráulica	Rotação Específica	Aplicação Comum
Pelton	5 a 70	Quedas Altas (até 1800 m)
Francis Lenta	50 a 120	Quedas Médias (até 700 m)
Francis Normal	120 a 200	
Francis Rápida	200 a 320	
Kaplan	300 a 1000	Quedas Baixas (até 100 m)

Fonte: Adaptado de (HENN 2006)

A velocidade de rotação específica (nqA) também é um parâmetro utilizado no projeto e escolha de turbinas hidráulicas, sendo (HENN 2006) como "a velocidade de rotação de uma máquina de fluxo geometricamente semelhante à considerada, mas dimensionada para um salto energético específico de 1 J/kg e uma vazão de 1 m³/s". Com a nqA se define famílias de rotores similares de dimensões proporcionais, sendo obtida como resultado de uma correlação entre a vazão de projeto e queda líquida disponível:

$$\mathrm{n}_{qA} = 10^3 . n . \frac{Q^{\frac{1}{2}}}{Y^{\frac{3}{4}}} \; sendo \; Y = g.H \qquad (7)$$

Onde:

n_{qA}: Velocidade de Rotação Específica segundo Addison

n: Velocidade de Rotação Real da máquina, em rotações por segundo (Hz)

Q: Vazão em metros cúbicos por segundo (m³/s)

Y: Salto Energético (ou Trabalho Específico), em Joules por quilogramas (J/kg)

g: Aceleração Gravitacional (9,8 m/s²)

H: Queda Líquida de Projeto (m)

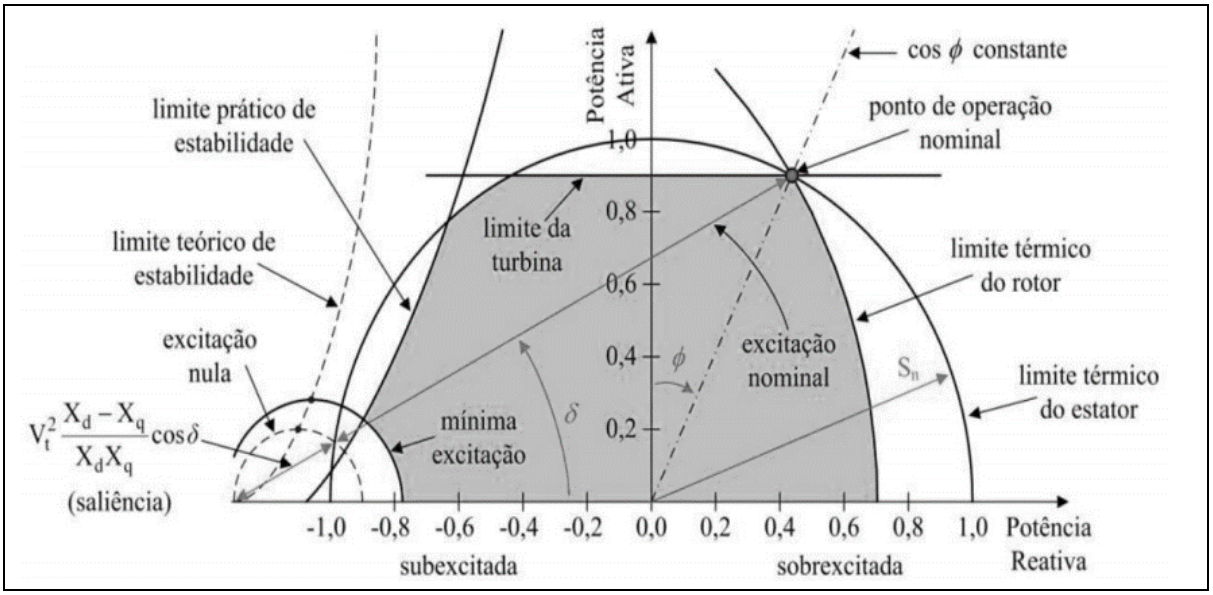
A nqA é o elo principal entre um modelo reduzido a ser ensaiado em um laboratório de hidráulica e o equipamento em tamanho real, a ser fabricado e implantado conforme projeto, definindo a família de turbinas geometricamente proporcionais que conservam a mesma característica operativa. Como cada aproveitamento possui suas características únicas, é comum se realizar tal ensaio, que é tido como ponto de partida para o projeto hidromecânico da usina, após dimensionamentos e modelagens numéricas, participando fundamentalmente na determinação do valor econômico a ser capturado com o empreendimento. Com este ensaio, é possível investigar as características principais da turbina projetada, como sua potência e rendimento, velocidade de disparo, flutuações de pressão e regiões de cavitação e choque sônico, representando os limites de operação da máquina escolhida.

3.3 Geradores Elétricos

Os geradores elétricos são responsáveis pela conversão da energia mecânica em elétrica, disponibilizando-a nos seus terminais. Usualmente, os geradores instalados em hidrelétricas são máquinas trifásicas síncronas, com velocidade de rotação constante. Este tipo de máquina demanda uma imposição de uma corrente de campo nos enrolamentos do rotor para que haja a conversão eletromecânica de energia.

A magnitude do campo imposto determinará a tensão nos enrolamentos do estator e, portanto, a relação entre potência ativa (entregue pela turbina) e potência reativa gerada, sendo o sistema que gera este campo chamado de regulador de tensão. Em máquinas antigas, esta corrente era imposta através de geradores de corrente contínua acoplados ao eixo (brushless), com uma resposta lenta ao sistema de controle. Hoje, com o avanço da eletrônica de potência, a corrente de campo é originada em um sistema retificador tiristorizado, externo à máquina, passando para o rotor através de um circuito interno ao eixo, conectados por escovas e anéis coletores. Abaixo, é apresentada a curva de capabilidade de um gerador síncrono, na qual se representam os limites de operação da máquina:

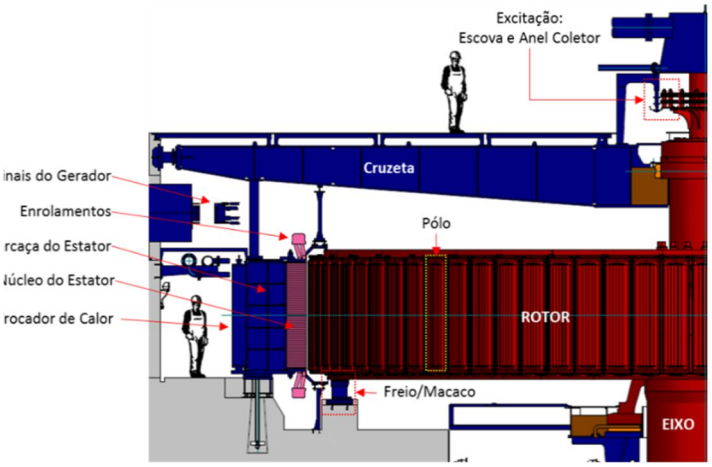
Figura 10 - Curva de Capabilidade do Gerador



Fonte: (Guimarães e Rangel 2006)

Os geradores são especificados para entregar uma potência com uma tensão, frequência e fator de potência definidos. Os componentes principais dos geradores são: estator (carcaça, núcleo magnético e enrolamentos), rotor (eixo, bloco escora, cubo, coroa, polo, enrolamento), mancais escora e guia, freios e radiadores. Alguns destes componentes estão na Figura 11:

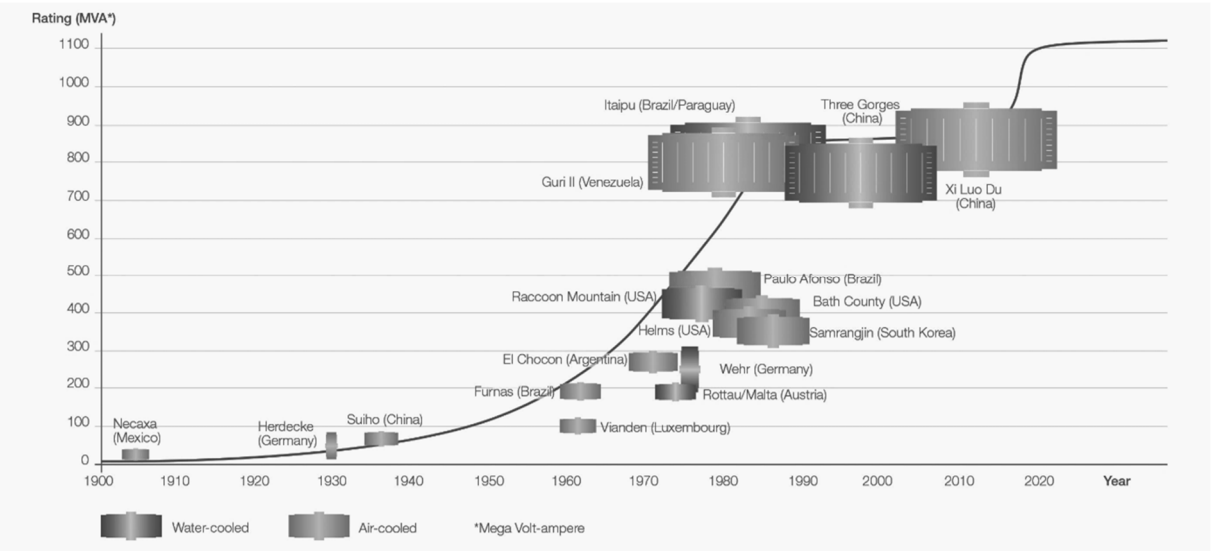
Figura 11 - Gerador Elétrico



Fonte: Adaptado de (Voith 2016)

A tecnologia de fabricação dos geradores avançou muito a partir dos anos 60, quando o consumo de energia elétrica cresceu de forma acentuada, criando a necessidade da construção de hidrelétricas com grande escala. Hoje o limite de fabricação é de máquinas com até 1 GW:

Figura 12 - A Evolução dos Geradores Síncronos

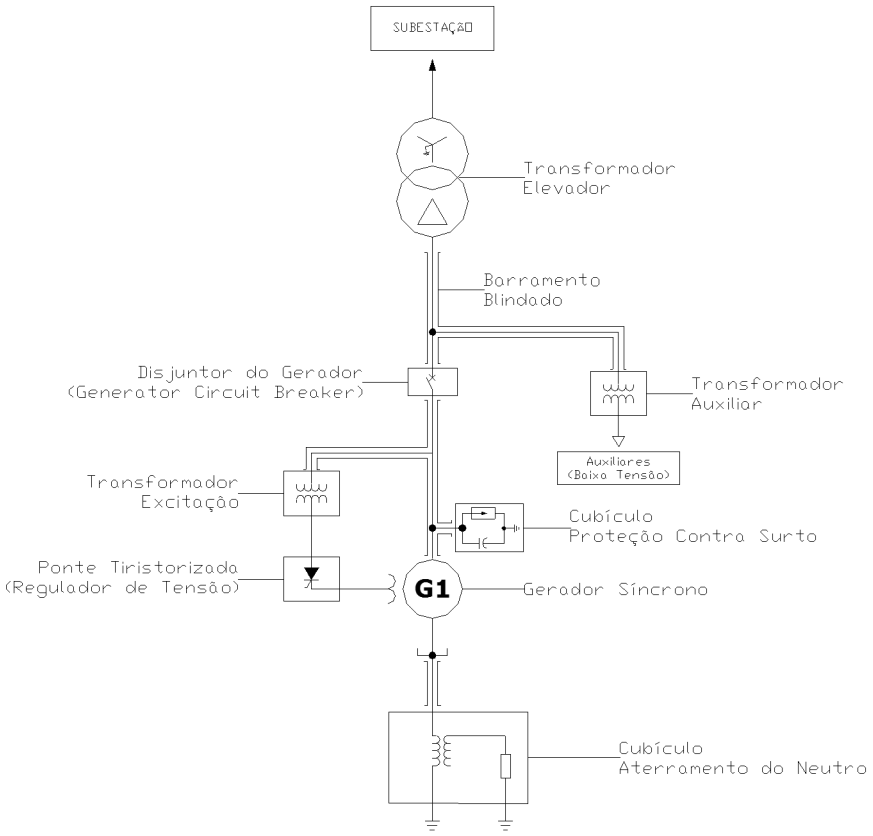


Fonte: (Voith 2016)

3.4 Circuitos de Potência

O circuito de potência da usina hidrelétrica, ou "powertrain", é o conjunto de equipamentos destinados à geração de energia (turbina e gerador) e seu transporte seguro até o ponto de entrega ao sistema elétrico (transformador elevador ou até o bay de uma subestação). Componentes como circuito hidráulico, regulador de velocidade, turbina e eixo, estão contidos no subconjunto "powertrain mecânico". Já o subconjunto "powertrain elétrico" é composto pelo gerador, sistema de excitação, cubículos de aterramento do neutro do gerador e de proteção contra surtos, disjuntor do gerador e transformador elevador, conforme Figura 13.

Figura 13 - Circuito de Potência Elétrico - Simplificado

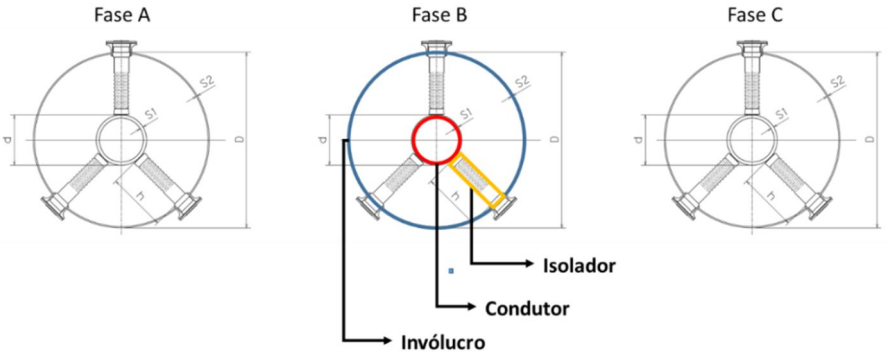


Fonte: Autor

Dependendo da classe de tensão do gerador e da magnitude da corrente de saída, os equipamentos deste último subconjunto podem conectados de forma física e elétrica através de barras, cabos ou barramentos blindados. Independente da forma de conexão, tensões de fase e correntes de fase e de neutro são medidas através de transformadores de potencial (TP) e corrente (TC), servindo de entrada tanto para o sistema de medição e faturamento, quanto para

o sistema de proteção e controle das unidades geradoras. Em usinas de médio e grande porte as conexões elétricas são feitas através de barramentos blindados de fases isoladas, reduzindo a magnitude do campo magnético externo às barras e mitigando a probabilidade de faltas envolvendo mais de uma fase (trifásica, dupla-fase ou dupla-fase-terra), aumentando a confiabilidade do sistema, com corte similar ao apresentado na Figura 14.

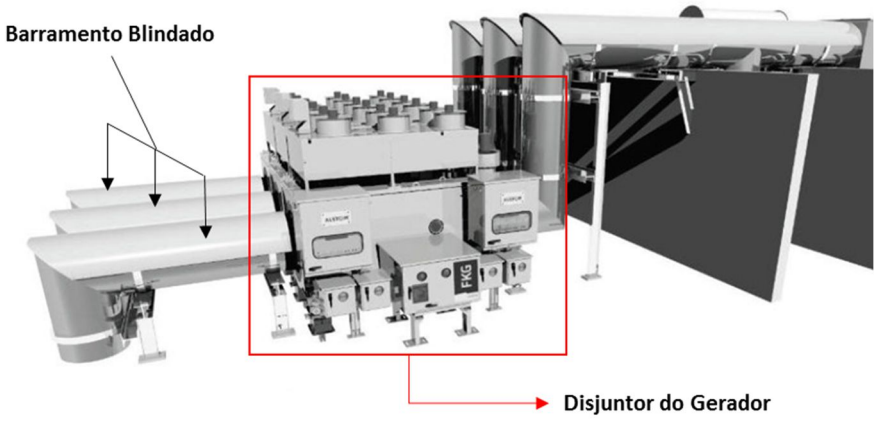
Figura 14 - Barramento Blindado de Fases Isoladas



Fonte: Autor

Em projetos menores (pequenas e micro centrais hidroelétricas) se aplicam soluções simplificadas ou adaptadas para viabilizar economicamente o empreendimento, não raro sendo, por exemplo, a substituição dos barramentos blindados por cabos de média tensão (redução no custo do equipamento e no sistema de instalação) e a otimização dos sistemas disponíveis como a junção dos reguladores digitais de tensão e de velocidade em um único equipamento e retirada do disjuntor do gerador (Figura 15).

Figura 15 - Disjuntor do Gerador (GCB)

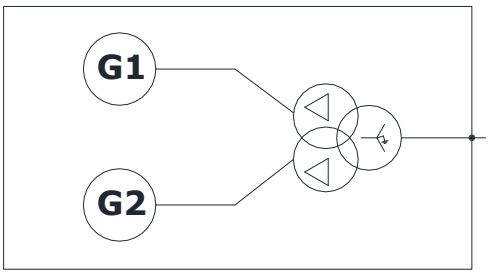


Fonte: Alstom Power (Adaptado)

O componente de transição entre o circuito de potência e o sistema elétrico é o transformador elevador, responsável por elevar a tensão disponível nos terminais do gerador para um nível adequado para transmissão. A escolha do tipo de transformador elevador determinará o perfil de disponibilidade da usina, assim como os componentes presentes nos respectivos almoxarifados, tema explorado de forma detalhada neste trabalho.

Os transformadores podem ser trifásicos de dois enrolamentos ou de três enrolamentos (Quadro 7). No primeiro caso, uma unidade geradora é conectada ao respectivo transformador. Já no segundo caso, ambas as unidades compartilham o mesmo equipamento, que se torna um ponto crítico para o escoamento da energia gerada. Outro arranjo possível é a associação de transformadores monofásicos em um banco de transformadores, facilitando assim o gerenciamento de partes sobressalentes.

Quadro 7 - Configuração dos Transformadores Elevadores

Transformador Trifásico ou Banco de Transformadores Monofásicos	Transformador Trifásico de Três Enrolamentos
	
Transformador Trifásico (Fonte: WEG)	Transformadores Monofásicos (Fonte: ABB)

Fonte: Autor (Ref. WEG e ABB)

3.5 Sistemas Auxiliares

Os sistemas auxiliares possuem um papel vital para a dinâmica do processo de geração de energia elétrica. Estes sistemas, também chamados de equipamentos de planta, devem operar em harmonia com as necessidades operativas da usina. Por definição, separam-se os sistemas em auxiliares elétricos, mecânicos e hidráulicos. Os sistemas auxiliares elétricos são divididos entre os sistemas de corrente alternada (CA) e contínua (CC), nos quais se origina a alimentação elétrica dos equipamentos auxiliares, como: bombas de drenagem, bobinas de disjuntores, iluminação, computadores e telecomunicação, sistemas de automação e instrumentação, ventilação e ar condicionado, compressores de ar de serviço, estações de tratamento de água e esgoto, pontes rolantes, oficina mecânica e tomadas ou qualquer outro consumidor elétrico.

A alimentação em CC (ou sistema ininterrupto de fornecimento de energia) é feita através de retificadores alimentados pelo sistema de distribuição CA, que mantém um ou mais bancos de baterias em flutuação prontos para fornecer energia às cargas fundamentais para a proteção e parada segura da unidade geradora, iluminação de emergência e automação, em caso de falta de energia CA. Por sua vez, a distribuição CA é feita em baixa tensão ou em média tensão, quando as distâncias são elevadas, reduzindo as perdas no sistema e as quedas de tensão entre a alimentação e a carga. De forma geral, a alimentação dos sistemas auxiliares em CA pode ser derivada de uma ou mais formas listadas abaixo:

- Derivação do Barramento de Potência da Unidade Geradora
- Alimentação Externa, vinda de uma concessionária Local
- Alimentação Reversa (através do Transformador Elevador)
- Terceiro Enrolamento (Auxiliar) do Transformador Elevador
- Grupo Gerador-Diesel
- Conjunto Turbina-Gerador Auxiliar
- Bateria e Retificador (Inversor CC/CA)

Todas as cargas são classificadas como “essenciais” e “não-essenciais”, sendo distribuídas em barras que possibilitem o seccionamento entre elas, em caso de emergência. As cargas ditas “essenciais” são aquelas associadas à segurança das pessoas e dos equipamentos (sistema contra incêndio, iluminação de emergência, sistema de drenagem, entre outros), ou ligadas diretamente à operação da máquina (sistema de lubrificação dos mancais, freios,

bombas do sistema hidráulico, entre outros). Já as cargas "não-essenciais" são todas as demais cargas que, em caso de emergência, não necessitam estar em operação (sistema de tratamento de água e esgoto, compressores de ar de serviço, oficina mecânica, iluminação normal da casa de força, entre outros). Uma lista resumida, com os principais equipamentos presentes nos sistemas auxiliares de usinas hidrelétricas convencionais, pode ser vista no Quadro 8 a seguir:

Quadro 8 - Equipamentos e Sistemas Auxiliares

- Transformadores Auxiliares
- Transformador Regulador de Tensão
- Reator Limitador de Curto Circuito
- Distribuição em Corrente Alternada
- Distribuição em Corrente Contínua
- Bateria, Retificador e Inversor
- Grupo Gerador-Diesel de Emergência
- Iluminação e Tomadas
- Sistema de Automação e Controle
- Sistema de Lubrificação
- Sistema de Resfriamento
- Sistema Contra incêndio
- Tomada D'água, Válvulas e Comportas
- Sistema de Medições Hidráulicas
- Sistemas para Partida de Grandes Motores
- Oficina Mecânica
- Resistências de Aquecimento
- Sistema de Ventilação e Exaustão
- Sistema de Condicionamento de Ar
- Equipamentos de Levantamento
- Sistema de Drenagem e Esgotamento
- Estações de Tratamento de Água e Esgoto
- Ar Comprimido e Água de Serviço
- Sistema de Tratamento de Óleo
- Separador Água-Óleo
- Sistema de Excitação
- Regulador de Velocidade
- Instrumentação do Gerador e Turbina
- Sistema de Freios do Gerador
- Transporte de Passageiros

Fonte: Autor

3.6 Automação e Controle

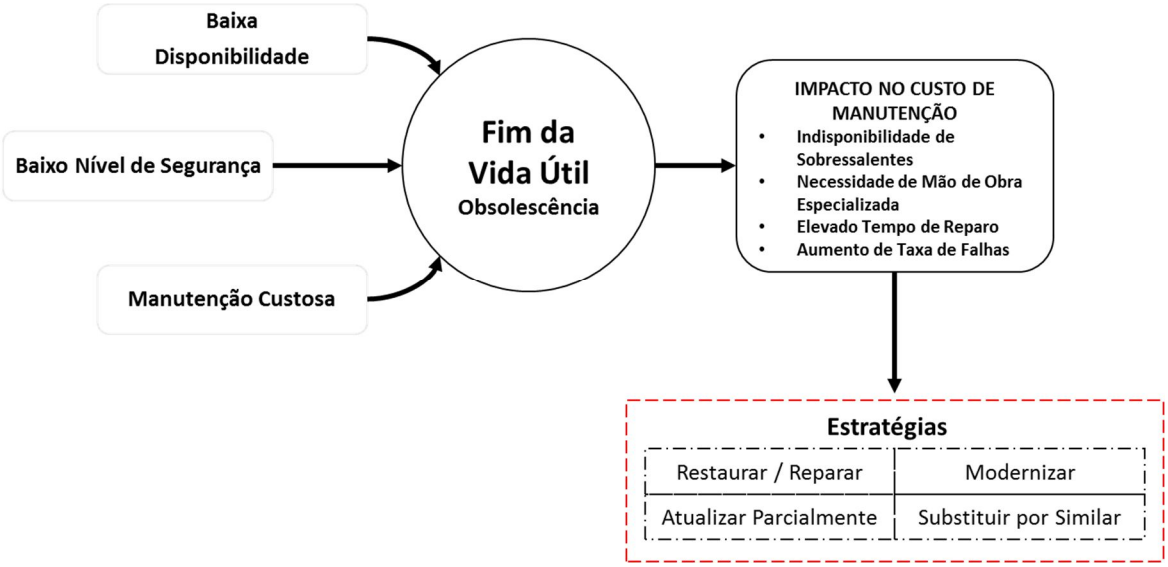
Os sistemas de automação são considerados a inteligência da usina e são fundamentais para o comando, controle e proteção de todos os sistemas e equipamentos descritos nas subseções anteriores. Seu papel é coletar informações, tratá-las e transmiti-las, muitas vezes contemplando tomadas de decisão programadas. Conceitualmente a automação é classificada de três maneiras: convencional, numérica ou moderna (Mendes 2011):

A automação convencional foi uma das primeiras formas de automatização de processos industriais, sendo realizada por dispositivos eletromecânicos (relés), com as medições feitas por dispositivos analógicos. Neste tipo de automação, o alcance é bastante limitado e os comandos e manobras devem ser feitos através de botoeiras e chaves locais, representados em painéis sinóticos montados para uma aplicação específica. Os medidores são do tipo analógicos e a rastreabilidade de falhas é demorada e custosa. Já a automação numérica é feita por componentes digitais (processadores e relés); a aquisição dos dados é do tipo distribuída, com o uso intensivo de unidades terminais remotas e protocolos de comunicação, que promovem

uma maior flexibilidade da aplicação, inclusive no que tange a atualização do sistema. Desta forma, há uma maior rastreabilidade de falhas e otimização das atividades de manutenção. Por fim, a automação moderna é uma evolução da automação digital, contemplando todas as funcionalidades e características da anterior, com o acréscimo da padronização dos protocolos de comunicação entre os equipamentos para fins de automação (*IEC 61850: Communication networks and systems for power utility automation*).

Hoje, as usinas hidrelétricas convivem com todos os tipos de automação: da mais primitiva (analógica) à mais moderna (operação 100% remota). O sistema individual de cada empreendimento varia com a tecnologia utilizada no momento da construção do projeto, com a configuração dos sistemas e do histórico de atualizações tecnologias (completas ou parciais). A decisão da substituição total, parcial ou restauração dos sistemas implementados em usinas antigas, passa pela estratégia do investidor que detém o direito de explorar o ativo de geração. Um diagrama esquemático desta discussão é visto na Figura 16.

Figura 16 - Indicadores de intervenção no sistema de Automação



Fonte: Autor

A necessidade de intervenção no sistema de automação de uma usina antiga é evidenciada através da piora dos índices de confiabilidade do sistema, que indicam o fim da vida útil dos componentes e dos sistemas, implicando num aumento dos custos globais de manutenção e redução da disponibilidade da planta de geração. A seguir, no Quadro 9, é apresentado um comparativo entre atualizar totalmente, parcialmente ou reformar/restaurar o sistema de existente:

Quadro 9 - Intervenções no Sistema de Automação (Comparativo)

Atualização Total	Atualização Parcial	Reforma/Restauração
Maior tempo de execução	Tempo médio de execução	Menor tempo de execução
Solução atualizada	Solução adaptada	Solução paleativa
Menor risco	Risco de perda de informação	Risco da intervenção no sistema
Maior custo	Custo intermediário	Menor custo
Equipamentos novos	Conflito de gerações	Restauração parcial da vida útil
Aumento real de desempenho	Melhoria leve de desempenho	Desempenho mantido
Equipamentos comerciais	Risco de obsolescência parcial	Risco de obsolescência total
Equipe de Manutenção Reduzida	Mescla de Gerações	Equipe de Manutenção Inalterada

Fonte: Autor

Os ganhos de qualidade com a atualização total do sistema são inúmeros, mas dependerão de uma análise de viabilidade e alinhamento com a estratégia empresarial do investidor. A seguir, no Quadro 10, apresenta-se um resumo dos principais impactos de uma automação totalmente atualizada nos processos de operação e manutenção dos empreendimentos, podendo-se observar ganhos potenciais decorrentes do processo de atualização:

Quadro 10 - Impactos da Automação em O&M

- ✓ Maior confiabilidade
- ✓ Redução das taxas de falha dos equipamentos
- ✓ Otimização da operação da planta
- ✓ Desassistência e automatização dos processos
- ✓ Adequação de novas funcionalidades e lógicas
- ✓ Atualização da equipe de manutenção
- ✓ Aumento de segurança
- ✓ Redução dos impactos ambientais
- ✓ Gestão de almoxarifado inteligente
- ✓ Tomada de decisão assistida
- ✓ Gestão de recursos
- ✓ Conhecimento profundo do sistema
- ✓ Criação de histórico de operação e falhas
- ✓ Aumento de eficiência
- ✓ Melhoria da performance

Fonte: Autor

3.7 Arranjo de Subestações

Os subcapítulos anteriores apresentaram os principais componentes eletromecânicos e sistemas necessários para a dinâmica da geração de energia elétrica através de usinas hidrelétricas. O escoamento da energia convertida em eletricidade através dos geradores é realizado através do circuito de potência, o qual é delimitado pelo transformador elevador.

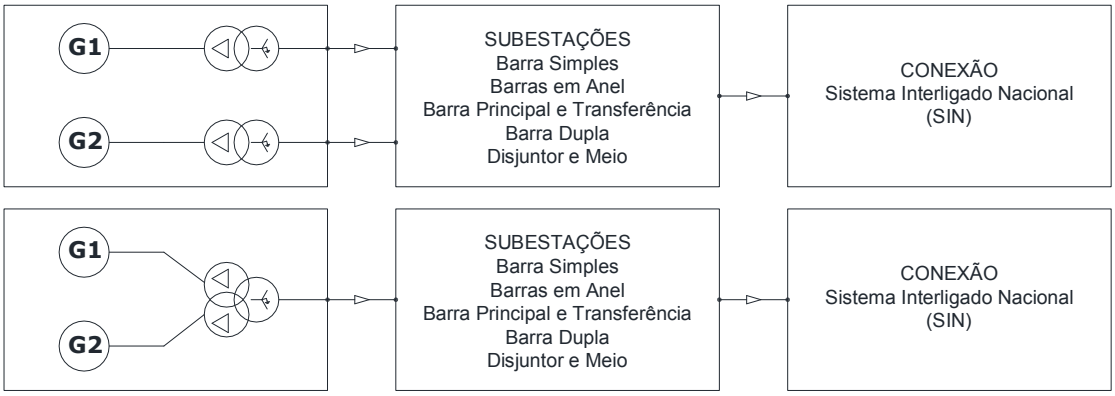
Deste ponto em diante, a conexão efetiva com o sistema interligado nacional é realizada por um conjunto de equipamentos de manobra, medição e proteção de alta tensão, chamados equipamentos de pátio, além dos sistemas auxiliares (corrente contínua, alimentação do sistema de baixa tensão em corrente alternada, iluminação, telecomunicação, automação) que – em conjunto – são chamados de subestação.

Os equipamentos de pátio mais comuns são disjuntores, chaves-seccionadoras, banco de capacitores, banco de reatores, para-raios, transformadores de potencial (medição de tensão), transformadores de corrente (medição de corrente). A coleção destes equipamentos necessários para a conexão e proteção de uma fonte ou de um circuito de potência é chamada de "bay". Logo, uma subestação que recebe dois circuitos de potência de duas unidades geradoras e uma conexão com o sistema, terá dois bays de entrada e um bay de saída. As subestações podem ser isoladas a ar (AIS – Air Insulated Substation) ou a gás inerte – SF6 (GIS – Gas Insulated Subsation). Um centímetro de gás hexa-fluoreto de enxofre (SF6) possui a mesma propriedade dielétrica de dois a três centímetros de ar comum (Grigsby 2001).

Desta forma, instalações em que o espaço disponível é um limitante físico (caverna) ou econômico (valor de terreno), as subestações GIS são amplamente aplicadas. Além disso, a modularidade, a isolação natural dos componentes às intempéries e o controle do ambiente faz com que este tipo de subestação seja mais confiável, com uma vida útil superior e com menor demanda de manutenção. Entretanto, seu custo inicial é superior ao das subestações isoladas, demandando também um sistema de pressurização e tratamento de gás, uma vez que o hexa-fluoreto de enxofre é um dos gases nocivos à camada de ozônio.

Independentemente do tipo de subestação, o arranjo das barras e dos equipamentos de pátio podem ser feitos de diversas formas, que determinarão o custo, a complexidade, o espaço utilizado e a confiabilidade do sistema. Os arranjos de subestação mais comuns - 1) barra simples, 2) barras em anel, 3) barra principal e transferência, 4) barra dupla e 5) disjuntor e meio - estão resumidos na Figura 17.

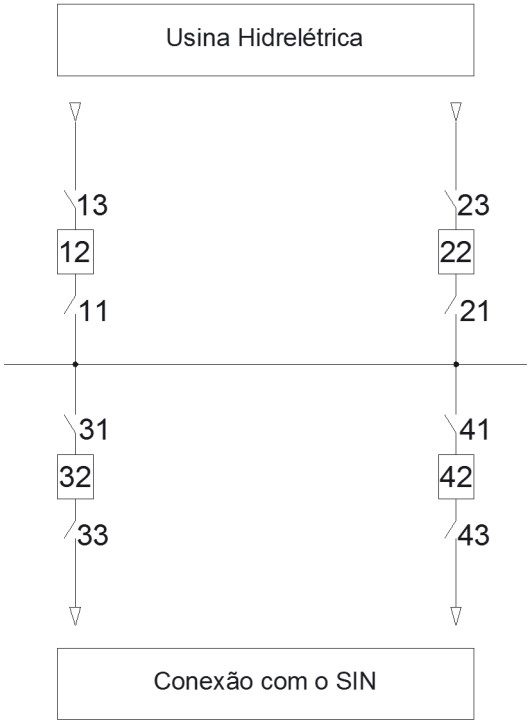
Figura 17 - Arranjos de Subestação



Fonte: Autor

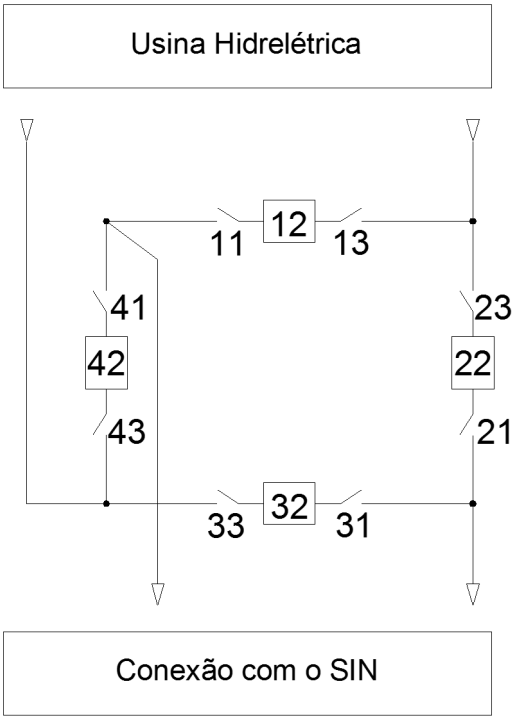
A primeira configuração (barra simples - Figura 18) é a solução mais arrojada entre todos os arranjos apresentados, na qual todos os circuitos são conectados em uma única barra. Esta também será a solução que resultará no menor custo de implantação e menor confiabilidade (uma falta pode derrubar todo o sistema), demandando uma atenção especial na sua manutenção e gerenciamento de almoxarifado.

Figura 18 - Barra Simples



Fonte: Autor

Figura 19 - Barras em Anel

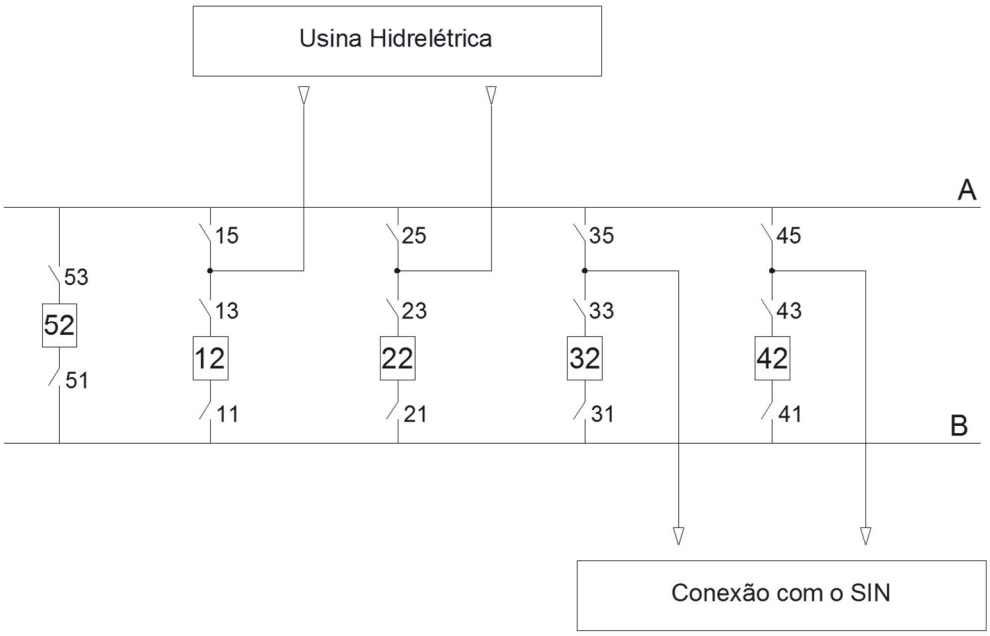


Fonte: Autor

A segunda configuração (barras em anel - Figura 19) prevê o arranjo circular dos disjuntores, de tal forma que a falha de qualquer ponto do sistema irá abrir apenas os disjuntores mais próximos, evitando assim que se perca todas as barras, isolando a falta de forma eficiente. Adicionalmente, no que tange a manutenção dos componentes da subestação, é possível promover uma intervenção pontual sem perder a capacidade de escoamento de energia. Naturalmente, com relação à primeira solução, seu custo de implementação é moderadamente maior, e sua confiabilidade é relativamente alta.

A terceira configuração (barra principal e de transferência - Figura 20) contém duas barras (A e B) com a mesma capacidade de operação, interligadas por um disjuntor de transferência (52). Usualmente, apenas uma das barras está energizada. A confiabilidade deste sistema é similar à da barra simples, ou seja, uma falta pode derrubar todo o sistema. Porém, a sua vantagem está na possibilidade de transferir o escoamento de energia de uma barra para a outra, visando a manutenção do sistema sem perder a continuidade de serviço ou, até mesmo, para o seu rápido restabelecimento (até que uma manutenção corretiva seja executada).

Figura 20 - Barra Principal e Transferência

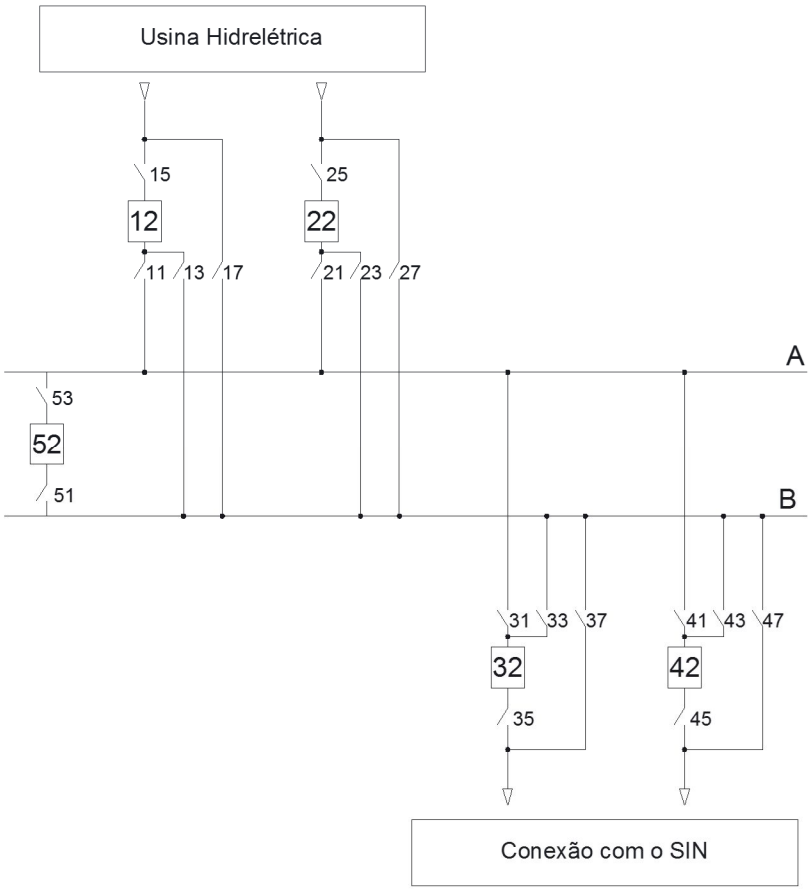


Fonte: Autor

A quarta solução apresentada (barra dupla - Figura 21) é projetada de tal forma que ambas as barras dividam o escoamento da energia. Ambas as barras operam de forma independente e a falta em qualquer uma das duas barras não afetará o funcionamento da outra.

Porém, uma falha no disjuntor (52) fará com que o sistema seja inteiramente derrubado. Com isso, considera-se que a confiabilidade relativa deste arranjo é moderada, e – dada a necessidade de duplicidade dos equipamentos – seu custo de implementação é elevado.

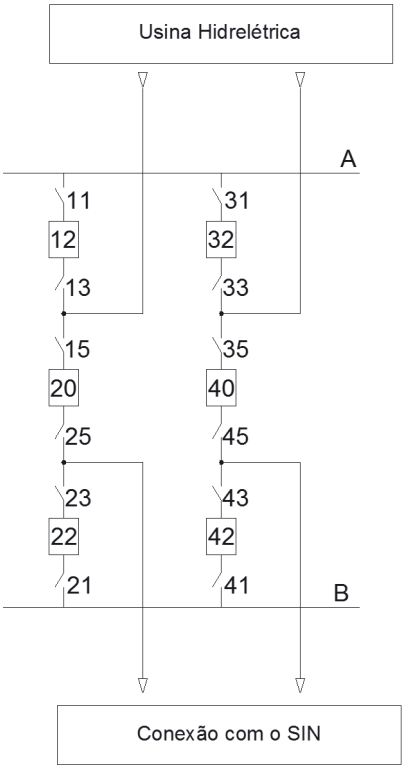
Figura 21 - Barra Dupla



Fonte: Autor

A quinta e última solução apresentada (disjuntor e meio - Figura 22) é de custo moderado e é um dos sistemas que apresentam a maior confiabilidade entre os descritos neste capítulo. Nesta configuração, cada entrada ou saída possuirá dois disjuntores adjacentes. Além disso, entre duas barras sempre haverá três disjuntores. Com esse arranjo, a falta em um dos circuitos isolará a falha (através da abertura dos dois disjuntores adjacentes). A maleabilidade da manutenção dos componentes também ocorre neste caso, com a possibilidade de manobras entre os disjuntores para que o fornecimento de energia não seja interrompido. Outra vantagem notável é a facilidade de inserção de outros bays, caso o sistema de conexão se desenvolva após a conclusão da instalação da subestação.

Figura 22 - Disjuntor e Meio



Fonte: Autor

Abaixo, no Quadro 11, é apresentado um comparativo entre os arranjos das subestações, com relação a confiabilidade, custo de implementação e suas características principais.

Quadro 11 - Arranjos de Subestação: Comparativo

Arranjo	Confiabilidade	Custo	Observação
Simples	Baixa	Baixo	Solução simples, sem redundância e poucos componentes por bay.
Anel	Alta	Moderado	Solução moderada, com flexibilidade de operação e caminhos alternativos para escoamento da energia, em caso de falha de algum componente.
Principal e Transferência	Baixa	Moderado	Solução com confiabilidade similar à barra simples, porém com a vantagem de redução de tempo de reestabelecimento do sistema e manutenção em componentes sem a necessidade da retirada da usina do sistema.
Barra Dupla	Moderada	Elevado	Solução de custo elevado pela duplicidade dos componentes necessários. Vantagens similares ao caso anterior, mas com um aumento da confiabilidade do sistema.
Disjuntor e Meio	Alta	Moderado	Solução mais complexa, demandando uma maior área de instalação. O arranjo faz com que a falha em um dos sistemas não afete o seguinte, o que naturalmente aumenta a confiabilidade.

Fonte: Autor

3.8 Almoxarifado de Operação

Define-se "almoxarifado de operação" como peças sobressalentes, materiais e equipamentos para a manutenção dos sistemas da usina hidrelétrica, para a redução do tempo de reparo no caso de manutenções e maximização da continuidade do serviço da planta de geração.

Como parte estratégica do negócio, seu gerenciamento depende da característica do empreendimento e do empreendedor: em uma hidrelétrica de grande porte, poderão existir uma ou mais áreas destinadas ao estoque dos sobressalentes, centros de manutenções, montagens e oficinas. Em outras, quando mais de uma planta de um mesmo investidor estão próximas, almoxarifados e estoques centralizados com estrutura de recursos humanos compartilhadas otimizam uma parcela dos custos de operação (OPEX). O fator de coincidência dos sobressalentes para grupos geradores e usinas similares influenciará o dimensionamento dos almoxarifados.

De forma geral, o bom gerenciamento dos equipamentos das usinas hidrelétricas é correlato à excelência da equipe de operação e manutenção que com o tempo de trabalho terá experiência e familiaridade com o ativo. A troca destas equipes pode significar a imposição de um período transitório de aprendizagem, no qual a gestão do empreendimento ficará comprometida, com maiores tempos de reparo, desperdício de materiais e ineficiência.

Para (Ching 2001), a dimensão do almoxarifado pode traduzir a dedicação da empresa para solucionar seus problemas gerenciais, podendo-se estabelecer uma relação direta entre a diversidade dos materiais em estoque (e suas utilizações) com o sucesso das políticas de monitoramento e manutenção dos equipamentos: quanto maior a necessidade de se prover um almoxarifado universal, completo e exaustivo, menor deve ser a previsibilidade das manutenções. Por esta ótica o estoque é utilizado como mitigador do risco da indisponibilidade. Tal mitigação é o resultado de uma análise de risco associada à gestão eficiente de seus estoques, estando no limiar entre o não comprometimento de seus resultados financeiros e as penalidades aplicadas pelo regulador, em caso do descumprimento dos índices de serviço.

O avanço da utilização de algoritmos e softwares de gestão permite a supervisão e monitoramento em tempo real, consolidando toda transação através de relatórios e demonstrações contábeis detalhadas, incluindo resumos do inventariado. A alocação de recursos e o dimensionamento do almoxarifado estão relacionados com a estratégia de

manutenção adotada, que são definidas pela norma ABNT NBR 5462 de 1994 (Confiabilidade e mantenabilidade) como manutenção preditiva, preventiva e corretiva, conforme Quadro 12:

Quadro 12 - Filosofias de Manutenção

Preditiva	Manutenção que permite garantir uma qualidade de serviço, com base na aplicação sistemática de técnicas de análise e de meios de supervisão centralizados ou de amostragem, para reduzir ao mínimo a manutenção preventiva e diminuir a manutenção corretiva.
Preventiva	Manutenção efetuada em intervalos predeterminados, ou de acordo com critérios prescritos, destinada a reduzir a probabilidade de falha ou a degradação do funcionamento de um item.
Corretiva	Manutenção efetuada após a ocorrência de uma pane destinada a recolocar um item em condições de executar uma função requerida

Fonte: Norma Técnica NBR 5462 (1994)

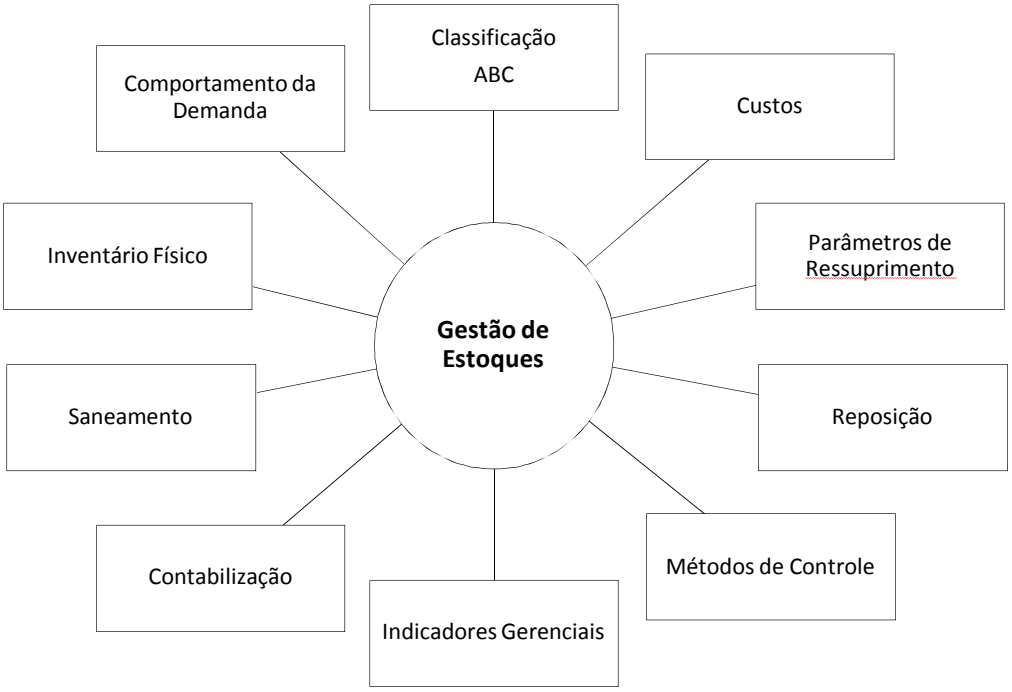
A política de O&M determinará a frequência esperada de inspeção dos equipamentos, a projeção de horas que as máquinas ficarão em manutenção e os itens que serão substituídos; com o uso da manutenção preditiva, os estoques de peças especiais podem ser administrados para que o material seja adquirido com antecedência a preços razoáveis. Neste caso, mitigam-se falhas, aumentando a disponibilidade dos equipamentos. Esta é uma política caracterizada pelo modelamento dos sistemas com o uso de tecnologia para detecção e previsão de falhas. Por sua vez, a implantação de manutenções preventivas contém um custo intrínseco em sua execução, tais como horas, materiais e recursos que poderiam ser otimizados, caso sistemas de monitoramento e análise fossem implementados através da manutenção preditiva.

A gestão de sobressalentes possui alta previsibilidade, já que as intervenções são periódicas e agendadas. Por fim, as manutenções corretivas apresentam maior risco combinado com alta taxa de impacto nos custos de execução. Com a dependência da disponibilidade das peças sobressalentes, o tempo de reposição pode ser elevado considerando o período entre a ocorrência e identificação do defeito e o reparo dos componentes em falha. Além das três políticas de manutenção apresentadas pela norma NBR, há uma quarta política chamada de "manutenção baseada na condição", que utiliza um conjunto de análises para decidir quando e como realizar a intervenção em um equipamento.

3.8.1 Gestão de Estoques

A teoria de gestão de estoques aplicada a usinas hidrelétricas está direcionada ao aumento da confiabilidade do serviço prestado através do suprimento de materiais para manutenção, reparo e operação das máquinas e equipamentos associados à geração e envolve inúmeros fatores, conforme representado na Figura 23.

Figura 23 - Principais Atividades da Gestão de Estoques

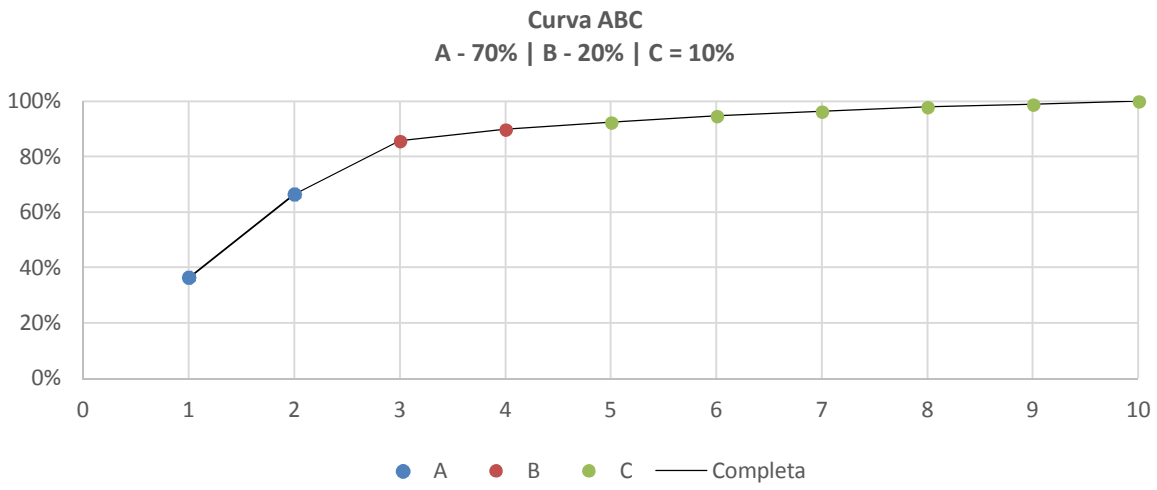


Fonte: Adaptado de (Viana 2006)

Em (Viana 2006), são definidos o planejamento e o controle dos materiais em estoque para empresas de prestação de serviços públicos, como: "fatores ponderáveis para a confiabilidade operacional destas empresas". Uma das formas descrita é a classificação dos itens em uma curva do tipo ABC (Figura 24). Nesta curva, cada equipamento é alocado em uma das três classes: a classe A representa o grupo de maior valor de consumo e menor quantidade de itens; equipamentos com esse perfil podem ser de difícil aquisição e elevado tempo de entrega pela importação, especificidade ou obsolescência. No outro extremo, a classe C representa o grupo de menor valor de consumo e maior quantidade de itens, portanto financeiramente menos representativa. A classe B representa o grupo de situação intermediária entre as classes A e C.

Figura 24 - Curva ABC, exemplo

		Quantidade Consumida	Custo Total	Custo Unitário	Perc. (%) Puro	Perc.(%) Acumulado	Classificação	
Itens em Estoque Consumo Anual	1	5	R$ 170.000	34.000 R$/un	36,40%	36,40%	A	A - 70%
	2	3	R$ 140.000	46.667 R$/un	29,98%	66,38%	A	
	3	8	R$ 90.000	11.250 R$/un	19,27%	85,65%	B	B - 20%
	4	20	R$ 20.000	1.000 R$/un	4,28%	89,94%	B	
	5	20	R$ 12.000	600 R$/un	2,57%	92,51%	C	C - 10%
	6	200	R$ 10.000	50 R$/un	2,14%	94,65%	C	
	7	8	R$ 8.000	1.000 R$/un	1,71%	96,36%	C	
	8	10	R$ 7.000	700 R$/un	1,50%	97,86%	C	
	9	2	R$ 5.000	2.500 R$/un	1,07%	98,93%	C	
	10	10	R$ 5.000	500 R$/un	1,07%	100,00%	C	
		Total	R$ 467.000					



Fonte: Autor

Nantes, em sua Dissertação (Nantes 2001), apresenta um estudo sobre empresas públicas de geração de energia elétrica e seus sistemas de materiais sobressalentes, principalmente dos equipamentos eletromecânicos das suas usinas hidrelétricas. Este trabalho relata práticas de três grandes empresas de geração com características de administração de materiais distintas uma das outras: para Furnas, o autor indica a descentralização de parte da armazenagem e fornecimento dos materiais, através de contratos específicos com fornecedores e com a previsibilidade de demanda através de seus arquivos históricos de consumo, estabelecendo índices de qualidade do fornecimento como: tempo de ressuprimento e frequência de entrega. Mesmo assim, a empresa Furnas (GTD) administrava 106.000 itens a um valor aproximado de US$120 milhões, gerenciado por um almoxarifado regulador central, responsável por repor as unidades descentralizadas compostas por técnicos e operadores das

usinas, que passam a ser responsáveis pelo uso dos materiais locais (não havia mais a função do almoxarife).

Além disso, cada unidade regional possuía uma autonomia para compras diretas e imediatas para suprir demandas pontuais e de pequenos valores. Para Itaipu, os estoques somavam um valor imobilizado de US$ 53 milhões, distribuídos em 36.362 itens armazenados em uma área total de 141 mil metros quadrados. Dos itens armazenados, 16.380 foram classificados como "materiais de reposição automática", formando a curva ABC do Quadro 13:

Quadro 13 - Curva ABC Almoxarifado de Itaipu Binacional em 2000

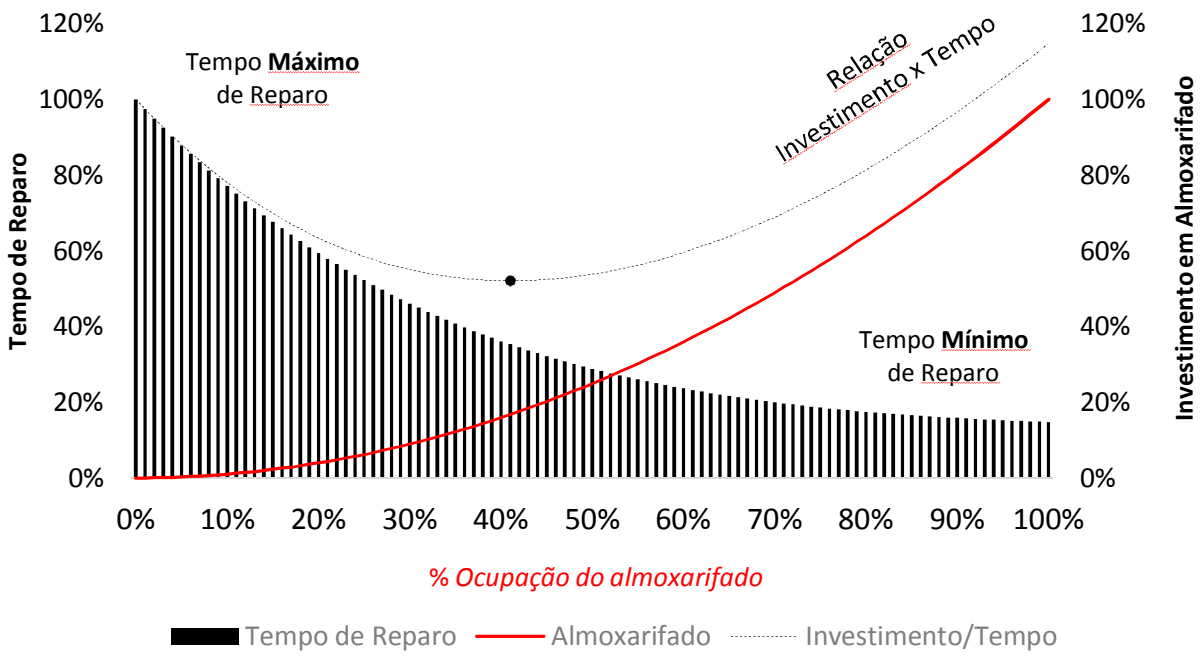
Quantidade Utilizada	Valor do Item	Curva ABC
489	Maior que US$ 1.500	A
1632	Entre US$300 e US$1.500	B
14.259	Menor que US$ 300	C

Fonte: Baseado em (Nantes 2001)

Com relação aos custos da gestão de estoques, Povoa, em (Povoa 2013), elenca: custo de manutenção de estoque; custo da falha e custo da colocação de pedidos. O primeiro, custo da manutenção de estoque, contém a valoração da oportunidade do capital empregado, recursos para armazenamento e conservação, além do manuseio dos itens estocados, seguros das peças e perdas pela obsolescência. O segundo, custo da falha, representa o impacto direto nos índices de indisponibilidade, demandando reprogramação das atividades de manutenção e operação, além da realocação de equipes e equipamentos. O terceiro custo, da colocação de pedidos, é dividido em outros três subitens: burocráticos; fabricação e transporte. Os burocráticos são aqueles relacionados à estrutura da própria empresa e das suas atividades internas, como elaboração de propostas, análises de ofertas e trâmites contábeis. A fabricação é representada pelo tempo do fornecedor disponibilizar o item adquirido. Por fim, o tempo de transporte envolve a preparação de maquinário, reforço de estradas e pontes (no caso de equipamentos pesados), recebimento e inspeção do material.

A concatenação destes custos, agregada à estratégia de se ter estoque disponível é apresentada no Gráfico 5, com a representação de um almoxarifado exemplo. A escala de 0 a 100% é a porcentagem dos materiais armazenados em relação à demanda de suprimento, ou seja, quando em 0%, qualquer demanda por material deve ser adquirida no mercado enquanto que se em 100%, o suprimento será atendido com o estoque disponível.

Gráfico 5 - Ocupação do Almoxarifado e Tempo de Reparo dos Equipamentos



Fonte: Autor

Para uma mesma demanda de manutenção, a ocupação completa do almoxarifado trará o tempo mínimo entre a execução da atividade e da retomada do sistema ao modo operativo: o tempo de ressuprimento é reduzido ao tempo de movimentação do material e é classificado como tempo de reparo mínimo. Em contrapartida, o custo desta solução é elevado e caracteriza o fato de se alocar uma grande quantidade de recursos em materiais cuja demanda pode ser probabilística. No caso oposto, com alocação nula de recursos para o almoxarifado, ter-se-á o tempo de reparo máximo, dado pelo acréscimo do tempo de ressuprimento que, segundo descrito em (Soares 2014), é dado por:

$$\mathbf{TR} = TPC + TP + TAF + TT + TIM \begin{cases} TR = Tempo\ de\ Ressuprimento \\ TPC = Tempo\ do\ Processo\ de\ Compra \\ TP = Tempo\ do\ Pedido \\ TA = Temo\ de\ Atendimento\ do\ Fornecedor \\ TT = Tempo\ de\ Transporte \\ TIM = Tempo\ de\ Inspeção\ dos\ Materiais \end{cases} \quad (8)$$

A seguir, no Quadro 14, são apresentados equipamentos e materiais que frequentemente compõe o conjunto de materiais sobressalentes para os principais sistemas das usinas. O almoxarifado de operação deve ser dimensionado para dar ferramentas e materiais necessários

para a manutenção e reparo dos equipamentos, tanto para atividades rotineiras, quanto a eventos esporádicos, mantendo a disponibilidade de geração dentro dos limites estabelecidos.

Quadro 14 - Equipamentos e seus principais materiais sobressalentes

Regulador de Velocidade	**Sistema de Excitação**
Solenoide, Pressostato e Manômetro Elemento filtrante Detector de nível de óleo Transdutor de posição Sensor de rotação Chaves fim-de-curso Conjunto Moto-bomba Válvulas Proporcionais, Direcionais e de Alívio Conjunto de Vedação	Fonte de Alimentação Módulos de Aquisição Remota Módulo de Disparo da Ponte Retificadora Set de Tiristores e Fusíveis Contatos e Bobinas do Disjuntor de Cambo Relés, Mini Disjuntores e Transformador de Corrente Transformador de Excitação e de Pré-Excitação Placa de sincronismo para as pontes retificadoras Modem de comunicação com SDSC
Gerador	**Turbina Hidráulica**
Barras e Conexões (enrolamento estatórico) Jogo de Cunhas, contracunhas, chavetas, calços. Pólos Completos Trocadores de Calor Graxetas e Selos Mecânicos Válvulas Solenoide Conjunto de Instrumentos Cilindros de freio/macaco Resistência de Aquecimento Escovas, Porta-Escovas e Anéis Coletores	Anéis de Carbono, O'Ring, Arruelas, Molas Bielas Flambáveis e Buchas Auto-lubrificantes Chaves fim-de-curso Bombas para Drenagem da Tampa da Turbina Elementos Infláveis da Vedação de Manutenção Instrumentação Específica Fusíveis, Relés, Disjuntores Chaves, Sinalizadores Placas de Vedação Sapatas, Segmentos
Transformador Elevador	**Mancais**
Buchas de Isolação (BT/MT e AT) Relé de Gás Buchholz Termômetro e Manômetro Secador de ar a Sílica Gel Ventiladores e Radiador Graxetas e Selos Mecânicos Relés, Disjuntores BT, Contatos, Transdutores	Jogos de Segmentos dos Mancais (guia/escora) Conjunto de Sapatas Bombas de Injeção de Óleo Anéis de Carbono, Graxetas e Selos Meânicos Arruelas Molas e Anéis deslizantes Elementos de Filtragem Placas do Trocador de Calor

Fonte: Autor

Apesar da grande quantidade de combinações possíveis entre as variáveis que explicam a estruturação e gerenciamento dos almoxarifados, é interessante estabelecer índices de desempenho (Key Performance Indicators), ou KPI's, que servem de base para comparação entre empreendimentos diferentes: Acurácia do Inventário, Porcentagem do capital retido em Estoque, Giro Anual/Plurianual, Frequência de Reposição, Tempo médio de Reparo com a peça disponível, Tempo médio de Reparo sem a peça disponível; são algumas das possíveis abordagens.

3.8.2 Variáveis, Discussões e Metodologias

Os almoxarifados de usinas hidrelétricas são constituídos de equipamentos e produtos necessários para manutenções e intervenções das equipes de técnicos em todos os componentes da planta de geração, para manter sua correta operação dentro dos parâmetros de confiabilidade e disponibilidade estabelecidos. Para empreendimentos novos (ou "Greenfield"), a escolha do almoxarifado inicial é desenvolvida pelas equipes de engenharia, fornecedores, projetistas, integradores e cliente final. Nestas fases, os fornecedores dos equipamentos eletromecânicos estão ativos no mercado, dando suporte para manutenções no início da vida útil do componente e fornecimento rápido de peças de reposição.

Recentemente, as empresas fabricantes passaram a fornecer soluções completas ("Turn-key"), integrando todos os sistemas, equipamentos e soluções. Os almoxarifados de usinas também sofreram modificações com o passar do tempo: por um lado acompanharam a evolução tecnológica, com a modernização das instalações e sistemas de automação, que substituiu relés eletromecânicos por controladores lógicos programáveis. Por outro lado, com o avanço dos métodos de monitoramento e a facilidade de comunicação, algumas peças são requisitadas conforme a demanda em tempo real, otimizando os recursos dispendidos.

É importante destacar que no começo da vida-útil os equipamentos estão cobertos por garantias e a manutenção é de fácil planejamento e execução. Quando as usinas começam a envelhecer, a previsibilidade deixa de ser fundamentada no projeto executivo e passa a ser baseada nas políticas de manutenção implementadas ao longo do tempo, na experiência dos operadores e da equipe de manutenção. Para as usinas renovadas, certamente há equipamentos em todas as fases da vida-útil, originais, substituídos ou modernizados. Os fornecedores dos sistemas e dos componentes que antes estavam ativos no mercado podem não existir mais, ou ainda, as linhas de produção daquele item específico podem ter sido descontinuada, seja por obsolescência ou por falta de demanda. Logo, a reposição dos equipamentos e peças sobressalente é dificultada, aumentando os tempos de reparo e os custos das peças de reposição no mercado. Além disso, os profissionais disponíveis estão capacitados aos equipamentos atuais, sendo que ocasionalmente a manutenção pode requerer a presença de especialistas nos sistemas obsoletos, onerando ainda mais a manutenção.

Como os geradores atingidos pela MP 579 são antigos, propõe-se uma abordagem padronizada para a caracterização dos seus almoxarifados composta de quatro etapas: levantamento de dados; caracterização de equipamentos e sistemas; obtenção de dados relativos à manutenção e acompanhamento contínuo.

Etapa 1 – levantamento de dados gerais: com as grandes variações de configuração entre plantas e com a falta de informações individualizadas, sugere-se levantar informações como: potência instalada e fator de capacidade; tipo e quantidade de turbinas e localização geográfica. O tipo de turbina contém informações importantes para a determinação do perfil do empreendimento, como queda líquida, vazão, modo de operação. Já a potência instalada, o fator de capacidade, o tipo e a quantidade de unidades geradoras permitem fazer uma primeira agregação das usinas. Por fim, a localização é importante para mensurar os tempos de transporte e seus custos associados.

Etapa 2 – caracterização de equipamentos e sistemas: destacam-se a configuração e arranjo dos equipamentos e sistemas como: unidades geradoras e transformadores elevadores; sistema de potência; número de motores e equipamentos associados às unidades geradoras como mancais e bombas; sistemas auxiliares mecânicos; sistemas auxiliares elétricos; sistemas hidráulicos; quantidade de equipamentos na tomada d'água, comportas, limpadores de grade, válvulas principais. Além disso, cabem nesta etapa a classificação e detalhamentos quanto ao tipo de automação implantada (se convencional, digital ou mista); o monitoramento e análise dos dados de campo (se as leituras e análises são manuais ou automáticas); assim como o grau de modernização e obsolescência dos equipamentos principais da usina.

Etapa 3 – obtenção de dados relativos à manutenção: o foco deve ser a identificação dos dados relativos às práticas de manutenção, com a identificação de possíveis riscos, tendências de falhas e políticas de conservação do empreendimento. Além disso, deve-se verificar o método de gestão do almoxarifado, assim como a existência de um local compartilhado entre usinas e possíveis ganhos de escala.

Etapa 4 – acompanhamento contínuo: após a identificação do perfil do empreendimento, das taxas de falhas históricas, das políticas de manutenção e das condições dos principais componentes e sistemas, sugere-se uma verificação periódica às usinas, com o objetivo de verificar as condições dos ativos, identificar possíveis riscos, sugerir mudanças e melhorias e garantir a continuidade e qualidade do serviço prestado.

Para a execução destas etapas, propõe-se o uso de um formulário de elaboração do autor, disponível no Apêndice A.

4 Confiabilidade e Taxa de Falha

4.1 Considerações Gerais

Este capítulo apresenta uma modelagem para verificar a influência de se destinar peças e equipamentos sobressalentes para aumentara disponibilidade das usinas hidrelétricas com 25 anos ou mais de operação, incluindo, portanto, as usinas cotistas definidas pela Lei 12.783/13. A justificativa desta modelagem está na relação de causa/efeito entre o envelhecimento dos equipamentos percebidos pelo aumento das taxas de falha e de reparo, impactando na indisponibilidade média do sistema. Este impacto pode ser atenuado caso estes sistemas contenham sobressalentes parciais ou totais. Ressalta-se que o alcance deste capítulo é amplo, podendo ser replicado em situações distintas: desde um estudo da confiabilidade de componentes em uma usina hidrelétrica, até o estudo de qualquer equipamento ou sistema industrial, sendo a confiabilidade de um sistema expressa pela probabilidade de se encontrar operacional dadas as condições de contorno.

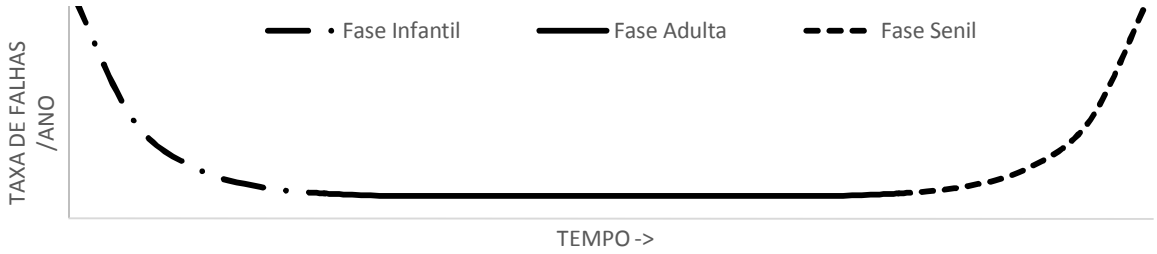
4.2 Modelagem de Sistemas

Esta seção está estruturada para apresentar conceitos básicos da teoria de confiabilidade e de técnicas de resolução de problemas para análise de sistemas estocásticos modelados por estados discretos, descritos nos livros (Billington e Allan 1992) e (Billinton e Allan 1994), com foco em dois tipos de problemas: Cadeias Discretas de Markov (CDM) e Processos Contínuos de Markov (PCM), apresentados nesta mesma sequência. A escolha de iniciar o detalhamento pelos problemas do tipo CDM se dá pela necessidade de introduzir conceitos e manipulações matemáticas que, em conjunto, embasam as demonstrações dos problemas do tipo PCM que serão utilizados na modelagem da dinâmica da disponibilidade de sistemas de geração contemplando a existência de peças ou equipamentos sobressalentes.

Para isso, define-se que – sob a ótica da evolução das taxas de falhas – um equipamento padrão passará por três fases durante a vida útil: infantil, adulta e senil. Na fase infantil, ou início do uso, há uma probabilidade decrescente da taxa de falhas, que se originam principalmente por problemas de fabricação ou de instalação dos componentes, que vem sendo solucionados durante os primeiros anos de operação. Após esta fase, o equipamento passa a uma etapa de taxa constante de falhas, inerente à sua natureza, chamada de fase adulta ou vida

útil do equipamento. Encaminhando para o fim da sua vida útil, a quantidade de falhas do sistema tende a aumentar e o equipamento entra na fase senil ou de obsolescência. É para esta fase que, por uma falta de incentivos claros, muitos dos equipamentos de usinas cotistas devem se encontrar ou estar se encaminhando. O impacto e a dinâmica da confirmação desta hipótese serão aqui analisados. Juntas, as fases infantil, adulta e senil são representadas na Figura 25.

Figura 25 - Curva da Banheira

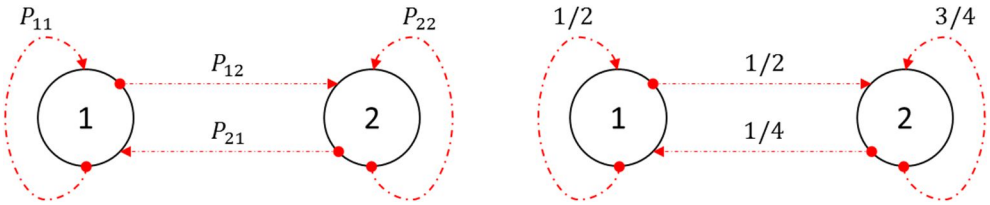


Fonte: Autor

4.2.1 Cadeias Discretas de Markov

Sistemas Markovianos são essencialmente "sem memória". Em outras palavras: a distribuição de probabilidades que rege a transição entre Estados não depende do caminho percorrido para chegar ao estado atual, mas, apenas, do conjunto de probabilidades de transição entre os estados. A aplicação demonstrativa de um sistema Markoviano está representada na Figura 26, que será do tipo CDM caso as probabilidades de transição forem constantes e os movimentos entre os estados ocorram de forma discreta.

Figura 26 - Sistema Markoviano com dois Estados



Fonte: (Billington e Allan 1992)

Para este exemplo, ao encontrar-se no Estado 1, a probabilidade de chegar ao Estado 2 na próxima iteração ou de permanecer no mesmo estado serão de 50% (ou 1/2). Para este sistema, a matriz de probabilidade de transição estocástica [P] é representada por:

$$[P] = \begin{pmatrix} P_{11} & P_{12} \\ P_{21} & P_{22} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1/2 & 1/2 \\ 1/4 & 3/4 \end{pmatrix} \tag{9}$$

Dada a matriz [Pi] que representa a probabilidade de se encontrar em qualquer um dos estados no tempo (t) e a matriz de transições estocásticas [P] do sistema, que representa as probabilidades de mudança entre estados, a formulação para cálculo do próximo passo iterativo é representada a seguir, na qual a probabilidade de estar em um estado na iteração **n** (t=n) depende apenas da transição entre os estados e do estado atual.

$$[Pi]^t \times [P] = [Pi]^{t+1} \rightarrow \begin{pmatrix} P_1^{t=0} & P_2^{t=0} \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} P_{11} & P_{12} \\ P_{21} & P_{22} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} P_1^{t=1} & P_2^{t=1} \end{pmatrix} \tag{10}$$

Ou seja:

$$[Pi]^{t=1} = [Pi]^{t=0} \times [P] \tag{11}$$

Mas, por sua vez:

$$[Pi]^{t=2} = [Pi]^{t=1} \times [P] \; ou \; [Pi]^{t=0} \times [P]^2 \tag{12}$$

Logo:

$$[Pi]^{t=n} = [Pi]^{t=0} \times [P]^n \tag{13}$$

Para o exemplo de um sistema com dois estados, assumindo-se a probabilidade inicial de estar em qualquer estado igual a 50%, demonstra-se as cinco primeiras iterações:

$$[Pi]^{t=1} = \begin{pmatrix} \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} 1/2 & 1/2 \\ 1/4 & 3/4 \end{pmatrix}^1 = \begin{pmatrix} \frac{3}{8} & \frac{5}{8} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0.375 & 0.625 \end{pmatrix} \tag{14}$$

$$[Pi]^{t=2} = \begin{pmatrix} \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} 1/2 & 1/2 \\ 1/4 & 3/4 \end{pmatrix}^2 = \begin{pmatrix} \frac{11}{32} & \frac{21}{32} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0.344 & 0.656 \end{pmatrix} \tag{15}$$

$$[Pi]^{t=3} = \begin{pmatrix} \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} 1/2 & 1/2 \\ 1/4 & 3/4 \end{pmatrix}^3 = \begin{pmatrix} \frac{43}{128} & \frac{85}{128} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0.336 & 0.664 \end{pmatrix} \tag{16}$$

$$[Pi]^{t=4} = \begin{pmatrix} \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} 1/2 & 1/2 \\ 1/4 & 3/4 \end{pmatrix}^4 = \begin{pmatrix} \frac{171}{512} & \frac{341}{512} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0.334 & 0.666 \end{pmatrix} \tag{17}$$

$$[Pi]^{t=5} = \begin{pmatrix} \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} 1/2 & 1/2 \\ 1/4 & 3/4 \end{pmatrix}^5 = \begin{pmatrix} \frac{683}{2048} & \frac{1365}{2048} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0.334 & 0.666 \end{pmatrix} \tag{18}$$

Com o aumento das iterações o sistema "perde a memória" e a solução converge para o regime permanente, com uma probabilidade 33,4%, de estar no Estado 1 e 66,6% no Estado 2, independentemente do seu ponto de partida.

Tabela 9 - Sistema com dois Estados (Transitório)

Transitório		
Iteração	Estado 1	Estado 2
0	0.500	0.500
1	0.375	0.625
2	0.344	0.656
3	0.336	0.664
4	0.334	0.666
5	0.334	0.666

Fonte: Autor

A Convergência do sistema para o regime permanente [Ps] se dá quando: a multiplicação da matriz de probabilidades em uma iteração (t=n) pela matriz de transições [P] resulta na própria matriz de probabilidades [Ps]:

$$[Ps] \times [P] = [Ps] \rightarrow \tag{19}$$

$$\rightarrow [Ps] \times [P] - [Ps] = [0] \rightarrow [Ps] \times \{ [P] - [I]\} = [0] \rightarrow \tag{20}$$

$$\rightarrow \{ [P] - [I]\} = [0] \ \blacksquare \tag{21}$$

Sendo que, de forma geral, a matriz [P] pode ser escrita como:

$$P = \begin{pmatrix} P_{11} & P_{12} & P_{13} & \cdots & P_{1n} \\ P_{21} & P_{22} & P_{23} & \cdots & \vdots \\ P_{31} & P_{32} & P_{33} & \cdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ P_{n1} & \cdots & \cdots & \cdots & P_{nn} \end{pmatrix} \tag{22}$$

$$P_{ij} = P_{i \rightarrow j} = Probabilidade\ de\ estar\ no\ estado\ \boldsymbol{i}\ e\ ir\ para\ o\ estado\ \boldsymbol{j}$$

Pode-se notar que solução do sistema acima resulta em um conjunto de n variáveis com n-1 equações linearmente independentes e, portanto, não possui solução única. Considerando-se os "n" estados como a totalidade do sistema, a soma das probabilidades de estar em algum deles é unitária, gerando a equação faltante ($P_1 + P_2 + ... + P_N = 1$) para que se encontre uma solução única que resolva a equação matricial $[P] - [I] = [0]$.

4.2.2 Processos Contínuos de Markov

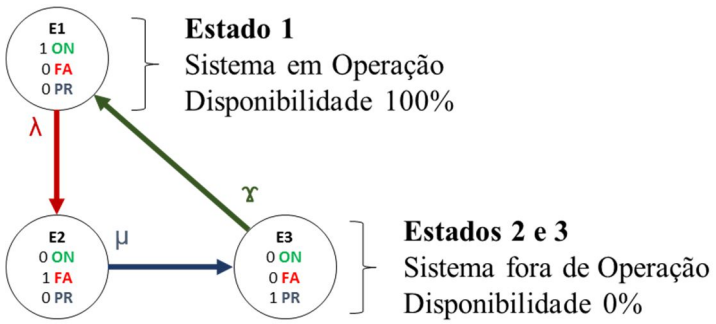
Com base nas técnicas desenvolvidas para resolução de sistemas representados por Cadeias Discretas de Markov (CDM), são abordados, a seguir, a modelagem de Processos Contínuos de Markov (PCM): processos nos quais os Estados discretos "existem" continuamente até a ocorrência de um evento que desencadeie uma transição.

Para isso, define-se o conceito de **Taxa de Transição entre Estados** como sendo: "a quantidade de vezes em que uma determinada transição ocorre partindo de um mesmo estado, dividido pelo tempo gasto naquele estado" (Billinton e Allan 1994).

A aplicação desta teoria está representada a seguir, no caso exemplo, para o qual um sistema industrial hipotético, composto por um único componente, tem sua dinâmica de operação modelada como um problema do tipo PCM. Este sistema é representado por três estados discretos: equipamento "em operação" [Estado 1]; equipamento "em falha" [Estado 2] e equipamento "pronto para Instalar" [Estado 3], representados no diagrama da Figura 27, com sua legenda na Figura 28.

Enquanto o componente se encontrar em um dos três Estados, o sistema estará continuamente em uma das possíveis condições: em funcionamento pleno; em processo de reparo; ou em processo de instalação.

Figura 27 - Sistema Exemplo (PCM) – 3 Estados



Fonte: Autor

Em um dado momento "t", a probabilidade de estar no Estado 1 ("em operação") decorrido um intervalo de tempo "dt" é a soma da probabilidade de estar "em operação" e o equipamento não falhar ("não sair do estado"), com a probabilidade de estar "Pronto para Instalar" e o equipamento ser instalado ("sair do estado").

Tal dinâmica é representada na equação abaixo, onde o termo "$\boldsymbol{P_1}(\mathbf{t})\ (\mathbf{1}-\boldsymbol{\lambda}\ \boldsymbol{dt})$" representa a probabilidade de estar no Estado 1 multiplicada pela probabilidade de não sair deste estado no próximo intervalo "$\boldsymbol{dt}$", dada taxa de transição "$\boldsymbol{\lambda}$", somado ao termo "$\boldsymbol{P_3}(\mathbf{t})\ (\boldsymbol{\gamma}\ \boldsymbol{dt})$" que representa a probabilidade de estar no Estado 3 multiplicado pela probabilidade de retornar ao Estado 1 no próximo intervalo de tempo "$\boldsymbol{dt}$", dada taxa de transição "$\boldsymbol{\gamma}$".

$$\overbrace{P_1\ (\mathrm{t}+\mathrm{dt})}^{Estar\ em\ E1\ após\ \mathrm{dt}} = \overbrace{P_1(\mathrm{t})\ (1-\lambda\ dt)}^{Estar\ em\ E1\ e\ não\ sair} \overset{OU}{+} \overbrace{P_3(\mathrm{t})\ (\gamma\ dt)}^{Estar\ em\ E3\ e\ Sair} \tag{23}$$

Da mesma forma, a probabilidade de estar no Estado 2 ("em reparo") decorridos "$\boldsymbol{dt}$", é a soma da probabilidade de estar "em reparo" multiplicado pela possibilidade de não ser reparado ("não sair do estado"), com a probabilidade de estar no Estado 1 ("em operação") e sair deste estado (ou seja, "falhar").

$$\overbrace{P_2\ (\mathrm{t}+\mathrm{dt})}^{Estar\ em\ E2\ após\ \mathrm{dt}} = \overbrace{P_2(\mathrm{t})\ (1-\mu\ dt)}^{Estar\ em\ E2\ e\ não\ sair} \overset{OU}{+} \overbrace{P_1(\mathrm{t})\ (\lambda\ dt)}^{Estar\ em\ E1\ e\ Sair} \tag{24}$$

Por fim, a probabilidade de estar no Estado 3 ("em reparo") decorridos "$\boldsymbol{dt}$", é a soma da probabilidade de estar "pronto para instalar" multiplicado pela possibilidade de não ser instalado ("não sair do estado"), com a probabilidade de estar no Estado 2 ("em reparo") e sair do estado (ou seja, "ser reparado").

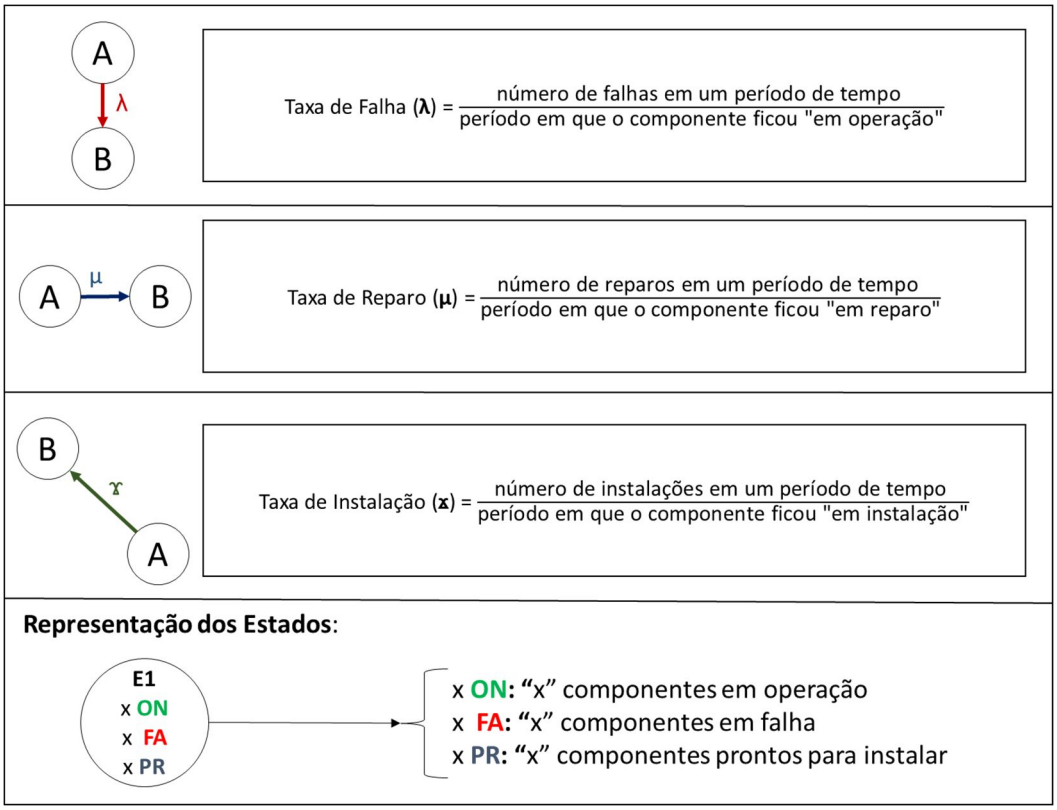
$$\overbrace{P_3\ (\mathrm{t}+\mathrm{dt})}^{Estar\ em\ E3\ após\ \mathrm{dt}} = \overbrace{P_3(\mathrm{t})\ (1-\gamma\ dt)}^{Estar\ em\ E3\ e\ não\ sair} \overset{OU}{+} \overbrace{P_2(\mathrm{t})\ (\mu\ dt)}^{Estar\ em\ E2\ e\ Sair} \tag{25}$$

Com isso, tem-se que a matriz de transições estocásticas [P] deste sistema é dada por:

$$[P] = \begin{bmatrix} P_{11} & P_{12} & P_{13} \\ P_{21} & P_{22} & P_{23} \\ P_{31} & P_{32} & P_{33} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1-\lambda\ dt & \lambda\ dt & 0 \\ 0 & 1-\mu\ dt & \mu\ dt \\ \gamma\ dt & 0 & 1-\gamma\ dt \end{bmatrix} \tag{26}$$

$$P_{ij} = P_{i\to j} = Probabilidade\ de\ estar\ no\ estado\ \boldsymbol{i}\ e\ ir\ para\ o\ estado\ \boldsymbol{j}$$

Figura 28 - Definição das Taxas de Transição entre Estados



Fonte: Autor

Após a definição de [P], escreve-se a equação matricial $[Ps] \times [P] = [Ps]$ que representa a convergência do sistema ao regime permanente onde há a perda de memória, ou seja, quando a probabilidade de se encontrar em algum dos estados no próximo instante independe do caminho percorrido até o momento anterior.

$$[\boldsymbol{P_1} \quad \boldsymbol{P_2} \quad \boldsymbol{P_3}] \times \begin{bmatrix} 1-\lambda\, dt & \lambda\, dt & 0 \\ 0 & 1-\mu\, dt & \mu\, dt \\ \gamma\, dt & 0 & 1-\gamma\, dt \end{bmatrix} = [\boldsymbol{P_1} \quad \boldsymbol{P_2} \quad \boldsymbol{P_3}] \qquad (27)$$

Este sistema de equações, se desenvolvido, resulta em:

$$\rightarrow \begin{cases} (1-\lambda\, dt)\boldsymbol{P_1} + (\gamma\, dt)\boldsymbol{P_3} = \boldsymbol{P_1} \\ (\lambda\, dt)\boldsymbol{P_1} + (1-\mu\, dt)\boldsymbol{P_2} = \boldsymbol{P_2} \\ (\mu\, dt)\boldsymbol{P_2} + (1-\gamma\, dt)\boldsymbol{P_3} = \boldsymbol{P_3} \end{cases} \rightarrow \begin{cases} -\lambda\, dt\boldsymbol{P_1} + \gamma\, dt\boldsymbol{P_3} = \boldsymbol{0} \\ +\lambda\, dt\boldsymbol{P_1} - \mu\, dt\boldsymbol{P_2} = \boldsymbol{0} \\ +\mu\, dt\boldsymbol{P_2} - \gamma\, dt\boldsymbol{P_3} = \boldsymbol{0} \end{cases} \rightarrow \qquad (28)$$

A continuação do seu desenvolvimento é apresentada abaixo, na qual pode se verificar que o termo "***dt***" é cancelado durante as manipulações das equações.

$$\rightarrow \begin{cases} (-\lambda\, \boldsymbol{P_1} + \gamma\, \boldsymbol{P_3})dt = \mathbf{0} \\ (+\lambda\, \boldsymbol{P_1} - \mu\, \boldsymbol{P_2})dt = \mathbf{0} \\ (+\mu\, \boldsymbol{P_2} - \gamma\, \boldsymbol{P_3})dt = \mathbf{0} \end{cases} \rightarrow \begin{cases} -\lambda\, \boldsymbol{P_1} + \mu\, \boldsymbol{P_2} + \mathbf{0}\, \boldsymbol{P_3} = \mathbf{0} \\ +\lambda\, \boldsymbol{P_1} - \mu\, \boldsymbol{P_2} + \mathbf{0}\, \boldsymbol{P_3} = \mathbf{0} \\ +\mathbf{0}\, \boldsymbol{P_1} + \mu\, \boldsymbol{P_2} - \gamma\, \boldsymbol{P_3} = \mathbf{0} \end{cases} \tag{29}$$

Por um artifício de simplificação, passa-se a representar a matriz de probabilidades estocásticas [P] por sua matriz alternativa de taxas de transição estocásticas [T]. Nesta Matriz Alternativa, a representação do termo multiplicativo "**dt**" é omitida, pois, conforme demonstração formal do modelamento matemático, este termo é cancelado ao longo da resolução do sistema. É importante ressaltar que a simplificação matemática que resulta em [T] faz com que, de fato, os seus componentes deixem de ser probabilidades puras, devendo ser utilizado e interpretado com cautela.

$$[P] = \begin{bmatrix} 1-\lambda\, dt & \lambda\, dt & 0 \\ 0 & 1-\mu\, dt & \mu\, dt \\ \gamma\, dt & 0 & 1-\gamma\, dt \end{bmatrix} \triangleq \begin{bmatrix} 1-\lambda & \lambda & 0 \\ 0 & 1-\mu & \mu \\ \gamma & 0 & 1-\gamma \end{bmatrix} = [T] \tag{30}$$

Logo, após a definição da matriz [T], a resolução do sistema de equações antes representados pelas probabilidades $\{[Ps] \times [\boldsymbol{P}] = [Ps]\}$ passa a utilizar a matriz alternativa $\{[Ps] \times [\boldsymbol{T}] = [Ps]\}$, tendo como requisito a equalização das dimensões das taxas de transição para uma mesma unidade de tempo (por exemplo: ocorrências/ano, ocorrências/mês ou ocorrências/dias). É evidente que o sistema "alternativo", dada a similaridade de sua definição, conserva as características do sistema "principal", ou seja, não possui solução única. A equação complementar é a mesma utilizada para os sistemas CDM, a relembrar: $P_1 + P_2 + ... + P_N = 1$, que, neste caso exemplo, é dada por $P_1 + P_2 + P_3 = 1$. A resolução deste sistema, seguindo os procedimentos descritos de manipulação matricial, resulta nas probabilidades indexadas às taxas de transição, conforme resultados abaixo:

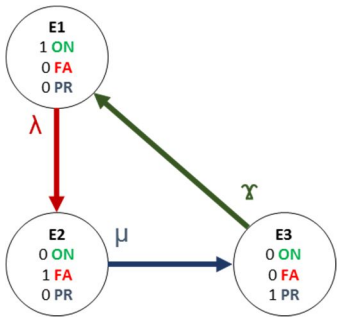
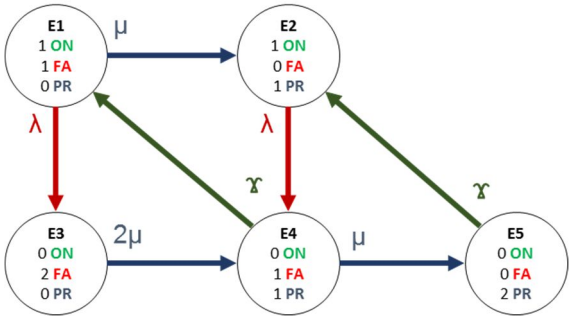
$$\mathbf{P1} = \frac{\gamma * \mu}{(\gamma + \lambda) * \mu + \gamma * \lambda} \qquad \mathbf{P2} = \frac{\gamma * \lambda}{(\gamma + \lambda) * \mu + \gamma * \lambda} \qquad \mathbf{P3} = \frac{\lambda * \mu}{(\gamma + \lambda) * \mu + \gamma * \lambda} \tag{31}$$

4.3 Modelo para Sistemas com Equipamentos Sobressalentes

Considerando o desenvolvimento matemático anteriores (CDM e PCM) apresenta-se, nesta seção, a modelagem para a evolução da disponibilidade de sistemas de geração sob a perspectiva do envelhecimento de equipamentos evidenciado pelo aumento da taxa de falhas e tempo de reparo, causado por uma eventual obsolescência e encaminhamento para o fim da vida útil. Nestes casos, o componente modelado deve ser fundamental para a atividade fim, único e não redundante. Em usinas hidrelétricas equipamentos como geradores, turbinas, mancais, reguladores de velocidade e tensão, transformadores elevadores, disjuntores do gerador colecionam tais quesitos.

Na modelagem do problema típico para aferição da disponibilidade de sistemas considerando equipamentos e seus sobressalentes, cada estado representará o status do equipamento indicando se estará em operação (ON), em falha (FA) ou pronto para ser instalado (PR). As taxas de transição entre estados são as mesmas da Figura 28, ou seja, taxa de falhas (λ), taxa de reparo (μ) e taxa de instalação do componente (ϰ). Um primeiro exemplo de diagrama de estados é representado na Figura 29. Este é o sistema mais simples, com apenas 1 componente (C) podendo ter 0 ou 1 equipamentos sobressalentes (S).

Figura 29 – Sistema 1C: Diagramas de Estados com e sem Sobressalentes

Sistema 1C0S (sem sobressalente)	**Sistema 1C1S (com sobressalente)**
	

Nota 1: no Sistema 1C1S, a transição **E3 → E4** é dada por **2μ**, dado que ambos os componentes em E3 que estão em estado de falha (2 FA) são idênticos e possuem, individualmente, a mesma taxa de reparo μ.
Nota 2: Ao falhar, o ciclo de um componente específico sempre será: 1 ON → 1 FA → 1 PR → 1 ON

Fonte: Autor

No caso exemplo (1C0S), três estados são suficientes para descrever as condições de operação: Estado 1: E1 [1 ON, 0 FA, 0 PR], Estado 2: E2 [0 ON, 1 FA, 0 PR] e no Estado 3: E3 [0 ON, 0 FA, 1 PR]. A Transição do E1 para o E2, se dá por uma taxa média de falha do componente (λ) do componente que estava operacional. Já a transição do estado de falha E2 para o estado de componente pronto para instalar E3, se dá por uma taxa de reparo (μ), pelo concerto do equipamento. Por fim, a instalação do componente, representada pela transição do estado E3 para o estado E1, se dá através de uma taxa de instalação (α). Ao encontrar-se no estado E1 o sistema estará 100% disponível. Se estiver em E2 ou em E3, estará indisponível.

No Algoritmo 2 estão descritos os sete principais passos para a resolução do problema com o uso das ferramentas apresentadas para modelagem por PCM, reproduzidos a seguir:

- No **Passo 1** se define a matriz [T], quadrada, de dimensão igual ao número de estados. Neste caso, 1C0S, a matriz [T] possui dimensão três.

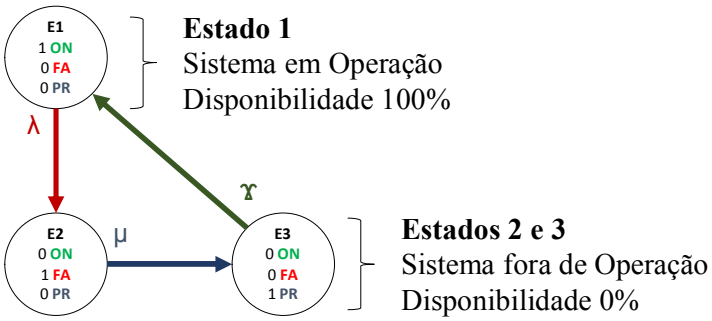
- Os **Passos 2 a 6** representam uma sugestão de sequência para resolução das equações descritas neste capítulo, de tal forma que se possa escrever um código computacional linear para resolução de problemas similares.

- O **Passo 7**, e final, remete à reflexão feita na definição do problema, com o intuito de criar condições para análise dos resultados.

O Algoritmo 2 foi proposto para que a resolução de sistemas maiores possa ser feita seguindo os Passos 1 a 6 descritos acima. Já o Passo 7 é específico para cada problema, devendo ser analisado em conjunto com o diagrama de estados e suas transições. Para os sistemas - 1C1S (5 estados), 2C0S (6 estados) e 2C1S (9 estados) – são apresentados os diagramas de estados e matrizes [T], assim como as definições para o Passo 7, nos Algoritmos 3, 4, 5 e 6, respectivamente. Adicionalmente, é proposto um processo de criação automática do diagrama de estados para um sistema composto por um número qualquer de componentes e de sobressalentes, presente no Algoritmo 6. Este processo, assim como os sete passos para resolução, foi implementado computacionalmente utilizando a linguagem VBA (Visual Basic for Applications), do Microsoft Excel, em conjunto com suas ferramentas de cálculos matriciais.

Algoritmo 2 - Problema 1C0S - Demonstração da resolução PCM

Demonstração da Solução:
Problema "1 Componente e 0 Sobressalente" (1C0S)
Resolver o Sistema (PCM) abaixo, de três estados.



Definições:

Índices:
x: número do estado.
Px = probabilidade de estar no estado x.

Matrizes:
[I] : Matriz identidade
[T] : Matriz Alternativa de Taxas de Transição Estocásticas.
[PS]: Matriz regime permanente {[PS] = (P1 P2 P3 ... PN)}.

Condição:
A soma das probabilidades de estar em cada um dos Estados modelados é unitária (condição de contorno), ou seja P1 + P2 + ... + PN = 1, onde N é o número de estados do sistema.

Parâmetros:
λ: Taxa de Falhas (falhas/ano) .
μ: Taxa de Reparos (reparos/ano).
γ: Taxa de Instalação (instalações/ano).

Início

Passo 1: Dado Diagrama de Estados, determinar a Matriz [T] de dimensão 3.

[T]	E1	E2	E3
E1	1-λ	λ	0
E2	0	1-μ	μ
E3	ϒ	0	1-ϒ

Passo 2: Inicializar a matriz [PS].

$$[Ps] = [\mathrm{P1} \quad \mathrm{P2} \quad \mathrm{P3}]$$

Continua

Continuação do Algoritmo 2

Passo 3: Desenvolver **[PS]x[T]=[PS]:**

- [PS] x [T] = [PS] →

→ [PS] x [T] - [PS] = [0] →

→ [PS] x {[T] - [I]} = [0] →

→ {[T] - [I]} = [0] ■

Passo 4: Desenvolver **{[T] - [I]}:**

- $$\{[\mathbf{T}] - [\mathrm{I}]\} = \begin{bmatrix} 1-\lambda & \lambda & 0 \\ 0 & 1-\mu & \mu \\ \mathrm{x} & 0 & 1-\mathrm{x} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\lambda & \lambda & 0 \\ 0 & -\mu & \mu \\ \mathrm{x} & 0 & -\mathrm{x} \end{bmatrix} \blacksquare$$

Passo 5: Desenvolver **[PS] x {[T] - [I]} = [0].**

$$[\mathrm{P1} \quad \mathrm{P2} \quad \mathrm{P3}] \times \overbrace{\begin{bmatrix} -\lambda & \lambda & 0 \\ 0 & -\mu & \mu \\ \mathrm{x} & 0 & -\mathrm{x} \end{bmatrix}}^{[\mathbf{T}]-[\mathrm{I}]} = [0 \quad 0 \quad 0]$$

O sistema Linear apresentado acima é Linearmente Dependente, uma vez que:

$$determinante \begin{bmatrix} -\lambda & \lambda & 0 \\ 0 & -\mu & \mu \\ \mathrm{x} & 0 & -\mathrm{x} \end{bmatrix} = -\lambda\mu\mathrm{x} + \lambda\mu\mathrm{x} = 0$$

Porém, dada a condição inicial **P1 + P2 + P3 = 1**, temos:

$$[\mathrm{P1} \quad \mathrm{P2} \quad \mathrm{P3}] \times \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} = [1]$$

Podendo substituir uma das colunas da matriz **{[T] - [I]}** pela condição inicial, transformado o sistema em Linearmente Independente, possibilitando sua solução.

$$[\mathrm{P1} \quad \mathrm{P2} \quad \mathrm{P3}] \times \overbrace{\begin{bmatrix} 1 & \lambda & 0 \\ 1 & -\mu & \mu \\ 1 & 0 & -\mathrm{x} \end{bmatrix}}^{Matriz\ [Q]} = [1 \quad 0 \quad 0]$$

Continua

Continuação do Algoritmo 2

Passo 6: Resolver o Sistema de Equações:

$$\bullet\ [\mathrm{P1}\quad \mathrm{P2}\quad \mathrm{P3}] \times \overbrace{\begin{bmatrix} 1 & \lambda & 0 \\ 1 & -\mu & \mu \\ 1 & 0 & -\mathrm{x} \end{bmatrix}}^{Matriz\ [Q]} = [1 \quad 0 \quad 0] \rightarrow$$

$$\rightarrow [\mathrm{P1}\quad \mathrm{P2}\quad \mathrm{P3}] \times \overbrace{\begin{bmatrix} 1 & \lambda & 0 \\ 1 & -\mu & \mu \\ 1 & 0 & -\mathrm{x} \end{bmatrix}}^{MATRIZ\ [Q]} \times \overbrace{\begin{bmatrix} 1 & \lambda & 0 \\ 1 & -\mu & \mu \\ 1 & 0 & -\mathrm{x} \end{bmatrix}^{-1}}^{INVERSA\ DE\ [Q]} = [1 \quad 0 \quad 0] \times \overbrace{\begin{bmatrix} 1 & \lambda & 0 \\ 1 & -\mu & \mu \\ 1 & 0 & -\mathrm{x} \end{bmatrix}^{-1}}^{INVERSA\ DE\ [Q]} \rightarrow$$

$$\rightarrow [\mathrm{P1}\quad \mathrm{P2}\quad \mathrm{P3}] \times \overbrace{\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}}^{[Q]\times[Q]^{-1}=[I]} = [1 \quad 0 \quad 0] \times \begin{bmatrix} 1 & \lambda & 0 \\ 1 & -\mu & \mu \\ 1 & 0 & -\mathrm{x} \end{bmatrix}^{-1} \rightarrow$$

$$\rightarrow \begin{bmatrix} \mathrm{P1} \\ \mathrm{P2} \\ \mathrm{P3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\gamma*\mu}{(\gamma+\lambda)*\mu+\gamma*\lambda} \\ \frac{\gamma*\lambda}{(\gamma+\lambda)*\mu+\gamma*\lambda} \\ \frac{\lambda*\mu}{(\gamma+\lambda)*\mu+\gamma*\lambda} \end{bmatrix} \quad \blacksquare$$

Passo 7: Como o objetivo é verificar a probabilidade do sistema estar disponível, a conclusão desta resolução é a seguinte:

A) Sistema 100% disponível: P1

B) Sistema 0% disponível: P2+P3

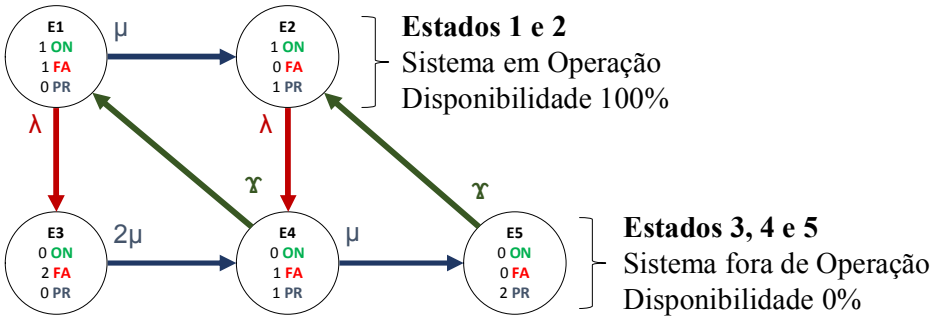
Nota Final:

Este sistema foi resolvido de forma matricial para que a resolução de sistemas maiores siga os passos 1 a 6 descritos acima. O passo 7, de definição das probabilidades finais e conclusões, é específico para cada problema, devendo ser analisado em conjunto com o diagrama de estados e suas transições.

Fonte: Autor

Algoritmo 3 - Problema 1C1S – Resolução

Problema "1 Componente e 1 Sobressalente" (1C1S)



Início

Passo 1: Dado Diagrama de Estados, determinar a Matriz [**T**] de dimensão 5.

[T]	E1	E2	E3	E4	E5
E1	$1-\lambda-\mu$	μ	λ	0	0
E2	0	$1-\lambda$	0	λ	0
E3	0	0	$1-2\mu$	2μ	0
E4	γ	0	0	$1-\gamma-\mu$	μ
E5	0	γ	0	0	$1-\gamma$

Passos de 2 a 6: ver demonstração no caso 1C0S, no Algoritmo 2.

Passo 7: Como o objetivo é verificar a probabilidade do sistema estar disponível, a conclusão desta resolução é a seguinte:

A) Sistema 100% disponível: P1 + P2

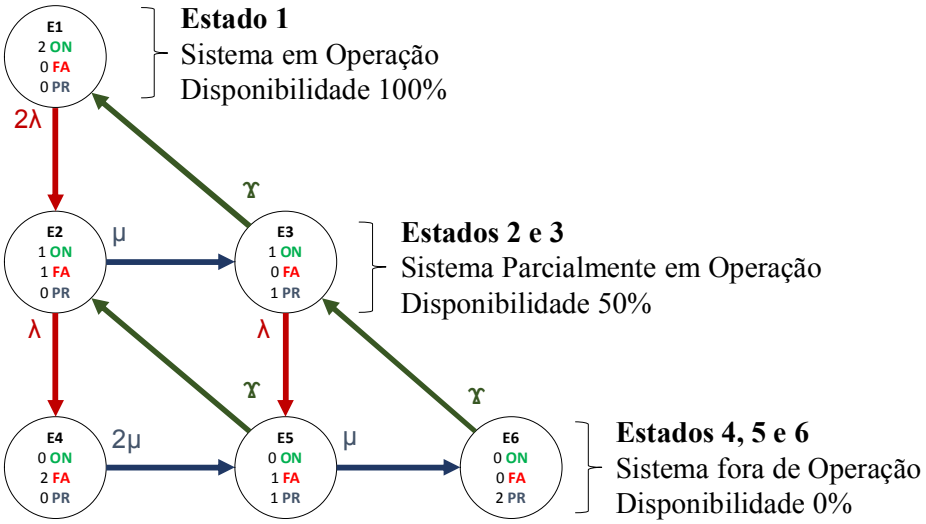
B) Sistema 0% disponível: P3 + P4 + P5

Nota: no Sistema 1C1S, a transição E3 → E4 é dada por 2μ, dado que ambos os componentes em E3 que estão em estado de falha (2 FA) são idênticos e possuem, individualmente, a mesma taxa de reparo μ.

Fonte: Autor

Algoritmo 4 - Problema 2C0S – Resolução

Problema "2 Componentes e 0 Sobressalente" (2C0S)



Início

Passo 1: Dado Diagrama de Estados, determinar a Matriz [**T**] de dimensão 6.

[T]	E1	E2	E3	E4	E5	E6
E1	1-2λ	2λ	0	0	0	0
E2	0	1-λ-μ	μ	λ	0	0
E3	ϰ	0	1-λ-ϰ	0	λ	0
E4	0	0	0	1-2μ	2μ	0
E5	0	ϰ	0	0	1-ϰ-μ	μ
E6	0	0	ϰ	0	0	1-ϰ

Passos de 2 a 6: ver demonstração no caso 1C0S, no Algoritmo 2.

Passo 7: Como o objetivo é verificar a probabilidade do sistema estar disponível, a conclusão desta resolução é a seguinte:

A) Sistema 100% disponível: P1

B) Sistema 50% disponível: P2 + P3

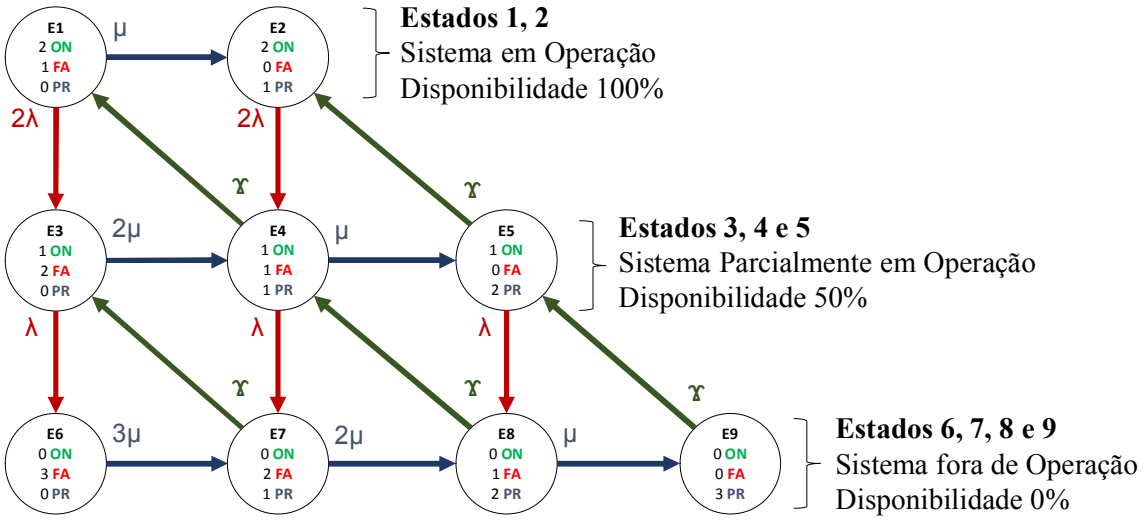
C) Sistema 0% disponível: P4 + P5 + P6

Nota: no Sistema 2C0S, a transição E1 → E2 é dada por 2λ, assim como a transição E4 → E5 é dada por 2μ, porque em ambos os casos há componentes idênticos num mesmo estado, com a mesma de falha λ e taxa de reparo μ, respectivamente.

Fonte: Autor

Algoritmo 5 - Problema 2C1S – Resolução

Problema "2 Componentes e 1 Sobressalente" (2C1S)



Início

Passo 1: Dado Diagrama de Estados, determinar a Matriz [**T**] de dimensão 9.

[T]	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9
E1	1-2λ-μ	μ	2λ	0	0	0	0	0	0
E2	0	1-2λ	0	2λ	0	0	0	0	0
E3	0	0	1-λ-2μ	2μ	0	λ	0	0	0
E4	ϰ	0	0	1-λ-μ-ϰ	μ	0	λ	0	0
E5	0	ϰ	0	0	1-λ-ϰ	0	0	λ	0
E6	0	0	0	0	0	1-3μ	3μ	0	0
E7	0	0	ϰ	0	0	0	1-ϰ-2μ	2μ	0
E8	0	0	0	ϰ	0	0	0	1-λ-2	μ
E9	0	0	0	0	ϰ	0	0	0	1-ϰ

Passos de 2 a 6: ver demonstração no caso 1C0S, no Algoritmo 2.

Passo 7: Como o objetivo é verificar a probabilidade do sistema estar disponível, a conclusão desta resolução é a seguinte:

D) Sistema 100% disponível: P1 + P2

E) Sistema 50% disponível: P3 + P4 + P5

F) Sistema 0% disponível: P6 + P7 + P8 + P9

Nota: As transições entre estados cujas taxas são múltiplos das taxas puras (2λ, 2μ ou 3μ) assim estão representados pela similaridade dos componentes e pela agregação de estados na definição do sistema.

Fonte: Autor

Os sete passos de resolução (Algoritmo 2), em conjunto com a definição automática do diagrama de estados e da matriz [T] (Algoritmo 8), são utilizados para modelar o comportamento da disponibilidade de sistemas através dos seguintes parâmetros:

- Número de Componentes (1C, 2C, ... nC).
- Quantidade de Equipamentos Sobressalentes (0S, 1S, ... , nS).
- Taxa Média de Falha do componente (λ – Falhas/ano).
- Taxa Média de Reparo do componente (μ - Reparos/ano)[6].
- Taxa Média de Instalação do componente ($\varkappa$ – Instalações/ano)

Algoritmo 6 - Processo para Criação Automática do Diagrama de Estados

Definições:

Lin = Linha (posição no diagrama).
Col = Coluna (posição no diagrama).
C = Número de Componentes.
S = Número de Sobressalentes.

Identificação dos Estados = Lin|Col.

[T] = Matriz Alternativa de Taxas de Transição Estocásticas.

Configuração do Diagrama de Estados (Trapezoidal).

Número total de Linhas: **C + 1.**
Número de Colunas em qualquer linha é dado por: **S + Lin.**

Exemplo para sistemas 3C01, 3C1S, 3C2S e 3C3S

3C0S						3C1S					
1|1						1|1	1|2				
2|1	2|2					2|1	2|2	2|3			
3|1	3|2	3|3				3|1	3|2	3|3	3|4		
4|1	4|2	4|3	4|4			4|1	4|2	4|3	4|4	4|5	
3C2S						**3C3S**						
1|1	1|2	1|3				1|1	1|2	1|3	1|4		
2|1	2|2	2|3	2|4			2|1	2|2	2|3	2|4	2|5	
3|1	3|2	3|3	3|4	3|5		3|1	3|2	3|3	3|4	3|5	3|6
4|1	4|2	4|3	4|4	4|5	4|6	4|1	4|2	4|3	4|4	4|5	4|6	4|7

Continua

[6] A taxa média de reparo do pode ser utilizada para simular a existência de peças sobressalentes parciais em almoxarifado, que – se disponíveis – agilizam o processo de manutenção do equipamento, considerando as grandes distâncias das usinas aos centros urbanos, o lead-time de compra e a obsolescência dos componentes.

Continuação do Algoritmo 6

Falha de Componente (λ):
- Transição Vertical, partindo de **Lin | Col** para **Lin + 1 | Col.**
- Multiplicador de λ ou **"Mult_λ" = C + 1 – Lin.**

Valores de Mult_λ representados no Estado de Partida (Lin|Col)

3C0S						3C1S						
3						3	3					
2	2					2	2	2				
1	1	1				1	1	1	1			
0	0	0	0			0	0	0	0	0		
3C2S						**3C3S**						
3	3	3				3	3	3	3			
2	2	2	2			2	2	2	2	2		
1	1	1	1	1		1	1	1	1	1	1	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Reparo de Componente (μ):
- Transição Horizontal, partindo de **Lin | Col** para **Lin | Col + 1.**
- Multiplicador de μ ou **"Mult_μ" = S + Lin – Col.**

Valores de Mult_μ representados no Estado de Partida (Lin|Col)

3C0S						3C1S						
0						1	0					
1	0					2	1	0				
2	1	0				3	2	1	0			
3	2	1	0			4	3	2	1	0		
3C2S						**3C3S**						
2	1	0				3	2	1	0			
3	2	1	0			4	3	2	1	0		
4	3	2	1	0		5	4	3	2	1	0	
5	4	3	2	1	0	6	5	4	3	2	1	0

Instalação de Componente (x):
- Transição Diagonal, partindo de **Lin | Col** para **Lin – 1 | Col – 1.**
- Multiplicador de x:unitário (Mult_x = 1).
- Para todo estado com lin = 1 ou col = 1, Mult_x é nulo.

Valores de Mult_μ representados no Estado de Partida (Lin|Col)

3C0S						3C1S						
0						0	0					
0	1					0	1	1				
0	1	1				0	1	1	1			
0	1	1	1			0	1	1	1	1		
3C2S						**3C3S**						
0	0	0				0	0	0	0			
0	1	1	1			0	1	1	1	0		
0	1	1	1	1		0	1	1	1	1	0	
0	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	0

Continua

Continuação do Algoritmo 6

Com a Definição dos Estados, pode-se construir a Matriz [T]:

Exemplo da estrutura da Matriz [T] para o Sistema 3C0S

3C0S	1|1	2|1	2|2	3|1	3|2	3|3	4|1	4|2	4|3	4|4
1|1										
2|1										
2|2										
3|1										
3|2										
3|3										
4|1										
4|2										
4|3										
4|4										

O preenchimento da Matriz [T] levará em conta os multiplicadores*: Mult_λ, Mult_μ e Mult_ϰ , assim como as respectivas taxas de transição λ, μ e ϰ, seguindo regra de criação abaixo:

Diagonal (Linha = Coluna = Lin | Col)
Valor: {1 – (λ x Mult_λ) – (μ x Mult_μ) – (ϰ x Mult_ϰ)}

Se Linha = Lin | Col & Coluna = Lin + 1 | Col
Valor: { λ x Mult_λ}

Se Linha = Lin | Col & Coluna = Lin | Col + 1
Valor: {μ x Mult_μ}

Se Linha = Lin | Col & Coluna = Lin - 1 | Col - 1
Valor: {ϰ x Mult_ϰ}

Para os demais casos:
Valor: {0}

Com isso, para o caso 3C0S, exemplo, chegar-se-á na seguinte Matriz [T]:

Matriz [T] para o exemplo 3C0S, com valores Incluídos:

3C0S	1|1	2|1	2|2	3|1	3|2	3|3	4|1	4|2	4|3	4|4
1|1	1- 3λ	3λ	0	0	0	0	0	0	0	0
2|1	0	1-2λ- μ	μ	2λ	0	0	0	0	0	0
2|2	ϰ	0	1-2λ-ϰ	0	2λ	0	0	0	0	0
3|1	0	0	0	1-λ-2μ	2μ	0	λ	0	0	0
3|2	0	ϰ	0	0	1-λ-μ-ϰ	μ	0	λ	0	0
3|3	0	0	ϰ	0	0	1-λ-ϰ	0	0	λ	0
4|1	0	0	0	0	0	0	1-3μ	3μ	0	0
4|2	0	0	0	ϰ	0	0	0	1-2μ-ϰ	2μ	0
4|3	0	0	0	0	ϰ	0	0	0	1-μ-ϰ	μ
4|4	0	0	0	0	0	ϰ	0	0	0	1-ϰ

*Multiplicadores representados em Lin | Col.

Fonte: Autor

4.4 Valores Típicos para Usinas Hidrelétricas

A modelagem apresentada neste capítulo é uma ferramenta simples e direta para criar subsídios para o entendimento da dinâmica de um sistema. Neste trabalho, a aplicação destas análises será feita para um equipamento específico, que seja representativo da realidade das usinas hidrelétricas cotistas: usinas antigas, algumas com mais de 25 anos, e sem incentivos regulatórios nem econômicos para investimentos em sobressalentes.

No Brasil há algumas associações, sem fins lucrativos, que representam agentes dos mais diversos setores da sociedade. Este é o caso da Associação Brasileira de Grandes Empresas Geradoras de Energia Elétrica (ABRAGE), criada em 1998. Seus associados somam mais de 82 GW de potência instalada em usinas hidrelétricas. Durante 11 anos a associação coletou informações de seus associados e gerou um relatório com dados estatísticos dos desempenhos das suas instalações (ABRAGE 2011). Na Tabela 10, por exemplo, mostram-se algumas informações como taxa de falhas por ano, horas de reparo, tempo médio de reparo, disponibilidade e idade média das usinas por faixa de potência.

Tabela 10 - Taxas de falha e reparo por faixa de potência (de 2000 a 2011)

FAIXA DE POTÊNCIA (MW)	TAXA DE FALHA (f/ano)	HORAS DE REPARO (h)	T. REPARO MÉDIO (h)	DISPON. MÉDIA (%)	IDADE MÉDIA (ano)
< 30	3,82	1244,35	8,46	90,26	43,62
30,1 - 60	7,22	3738,97	20,66	87,93	34,07
60,1 - 100	2,38	2356,56	38,63	80,04	39,18
100,1 - 200	2,09	7142,26	36,44	92,33	27,27
200,1 - 400	4,63	10252,32	34,87	94,3	19,19
> 400	0,90	2974,03	106,22	94,73	23,41
Total	**3,27**	**27708,49**	**30,55**	**93,19**	**28,99**

Fonte: (ABRAGE 2011)

Já no Quadro 15, a seguir, um ranking histórico médio dos equipamentos com maior tempo de reparo e maior quantidade anual de falhas é apresentado. Entre os equipamentos com maior tempo médio de reparo está o Transformador Elevador, com um tempo médio de 148,2h. Este mesmo equipamento é o oitavo colocado na lista de equipamentos com maior quantidade anual de falhas, com uma frequência média de 0,12 falhas por ano. A principal causa de falha dos transformadores está no projeto, fabricação e materiais (45,1%). Os demais fatores são aleatórios, como surtos atmosféricos (6,1%), erro operacional (5,5%), curto circuito (11,5%). Há também a contribuição por instalação inapropriada (11,6%) e outros (20,7%).

Quadro 15 - Ranking: tempo médio de reparo e quantidade de falhas (de 2000 a 2011)

	Tempo Médio de Reparo		Quantidade anual de Falhas	
Maior	**1**	**Transformador Elevador**	1	Regulador de Velocidade
	2	Gerador	2	Gerador
	3	Mancal Escora	3	Sistema de Excitação
	4	Turbina Hidráulica	4	Turbina Hidráulica
	5	Mancal Guia	5	Quadro de Comando
	6	Adução/Succção	6	Mancal Guia
	7	Transformador de Corrente	7	Sistema de Proteção
	8	Disjuntor	**8**	**Transformador Elevador**
	9	Sistema de Excitação	9	Serviço Auxiliar
	10	Mancal Combinado	10	Adução/Sucção
	11	Serviço Auxiliar	11	Disjuntor
	12	Regulador de Velocidade	12	Mancal Escora
	13	Sistema de Proteção	13	Mancal Combinado
	14	Chave Seccionadora	14	Chave Seccionadora
	15	Demais Equipamentos	15	Demais Equipamentos
Menor	16	Quadro de Comando	16	Transformador de Potencial

Fonte: (ABRAGE 2011)

Tabela 11 - Definições de parâmetros (Confiabilidade)

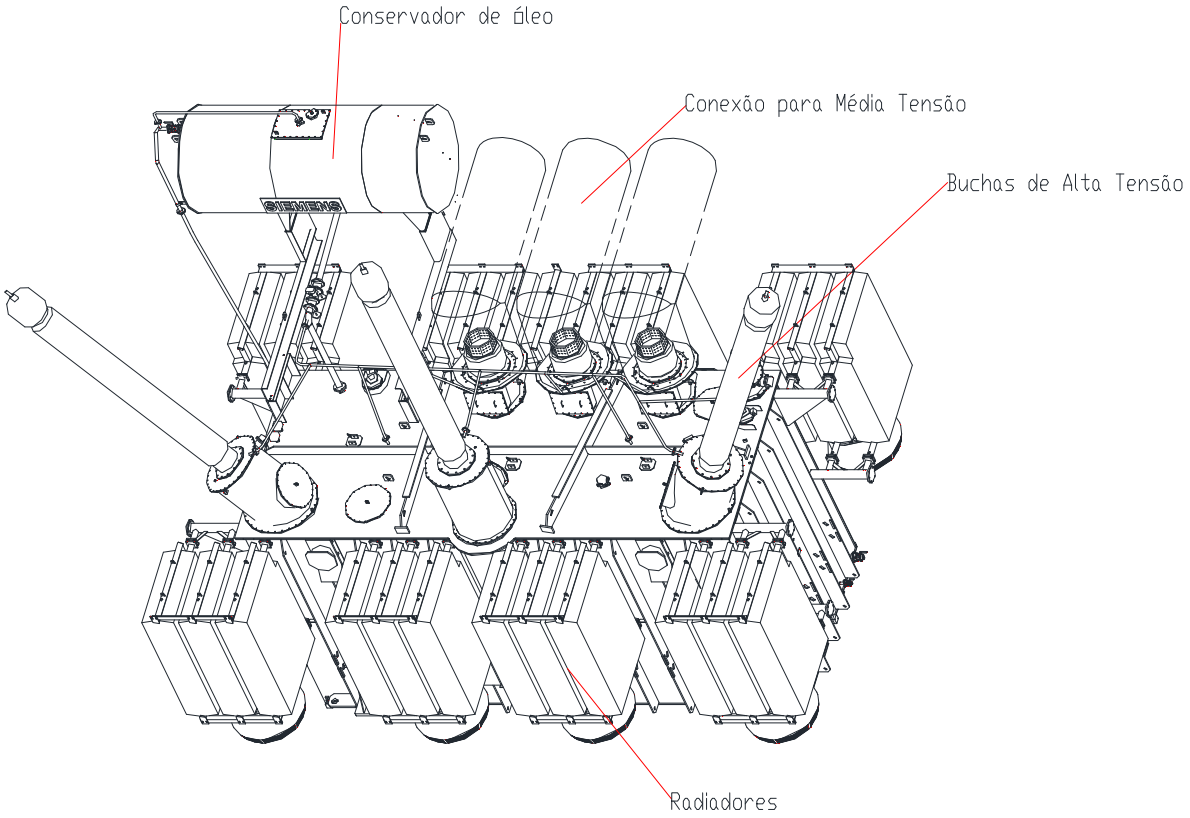
	Taxa de Falhas por ano				**Tempo Médio de Reparo**			
Equipamento	**Média**	**Desvio Padrão**	**Mínimo**	**Máximo**	**Média**	**Desvio Padrão**	**Mínimo**	**Máximo**
Regulador de Velocidade	0,55	0,11	0,28	0,79	14,9 h	4,9 h	6,0 h	28,6 h
Sistema de Excitação	0,35	0,07	0,22	0,46	20,3 h	8,9 h	9,7 h	38,1 h
Gerador	0,42	0,09	0,2	0,62	104,3 h	40,4 h	46,5 h	192,6 h
Turbina Hidráulica	0,28	0,06	0,14	0,44	46,0 h	24,7 h	15,2 h	95,6 h
Transformador Elevador	0,12	0,03	0,06	0,16	148,2 h	103,8 h	20,3 h	461,1 h

Fonte: (ABRAGE 2011)

O componente selecionado para demonstração do conceito foi o Transformador Elevador, por ter um papel essencial para a geração, ser único em seu ramo e não redundante. Além disso, é um componente de grande porte, com um tempo de reposição potencialmente elevado e com altas taxas de falha e tempos de reparo. Estes dados serão utilizados como valores base para o estudo de caso do próximo capítulo, sendo aplicados às configurações presentes nas usinas cotistas despachadas pelo ONS, que possuem a configuração de seus transformadores disponíveis para acesso público.

Para Transformadores Elevadores, há ocorrências que exigem desligamento imediato do equipamento com a necessidade de correção do defeito ou troca de componentes específicos. Estas situações são determinadas durante as inspeções agendadas e programadas (a cada 8.000 horas, por exemplo) ou no caso da anomalia ser detectada com antecedência. Alguns indicadores são: Ruído interno anormal; vazamento significativo de óleo; dispositivo de alívio de pressão atuado; relé de gás atuado; irregularidade observada nos acessórios de proteção e controle e quebra dos elementos de porcelana dos isoladores. Segundo (Amaral 2007), a causa raiz mais comum para a falha dos transformadores elevadores está relacionada com o projeto, fabricação e de material. Estas falhas se manifestam nos primeiros anos de utilização. Já as falhas relacionadas a curto-circuito também são, de certa forma, originadas por erros de projeto. O lado de alta tensão está mais susceptível à falhas, principalmente elementos como: bobina, buchas e conexões. Na Figura 30 está representado um exemplo de Transformador Elevador Trifásico de grande potência, com a identificação de alguns de seus principais componentes.

Figura 30 - Transformador Elevador Trifásico



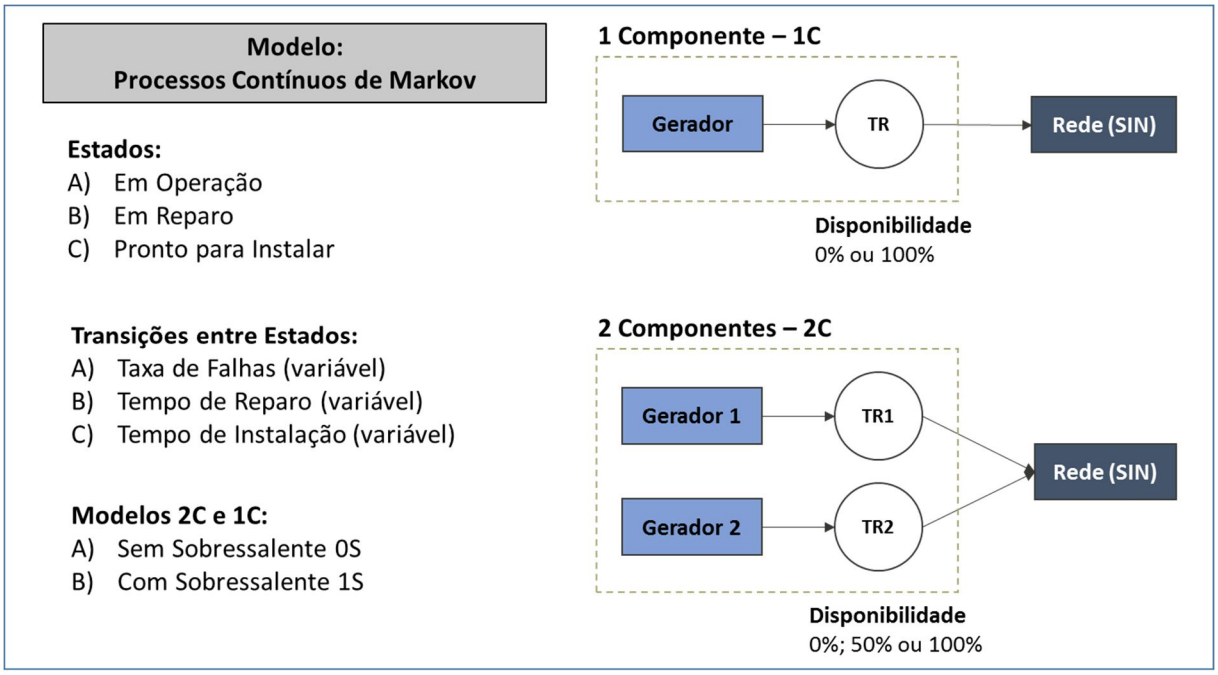
Fonte: Siemens

Um almoxarifado padrão para Transformadores Elevadores conterá um conjunto de equipamentos como: Buchas de Isolação, Relés de Gás Buchholz, Termômetro (temperatura do óleo), Manômetros, Secador de ar a Sílica Gel, Ventiladores, Graxetas e Selos Mecânicos, Radiador, Relés e Disjuntores de Baixa Tensão, Transdutores e Contatos Auxiliares. Estes equipamentos são necessários para a correção da falha ocasional devendo ser tratados como investimentos com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço de geração.

4.5 Aplicação do Modelo: Transformador Elevador

O objetivo deste estudo é verificar a influência da existência de um almoxarifado de operação e de equipamentos sobressalentes na disponibilidade do sistema face à diversos cenários, como: envelhecimento dos componentes e aumento da taxa de falhas, aumento no tempo de reparo causado eventualmente pela obsolescência do componente, da falta de mão de obra especializada e aumento do tempo de instalação, conforme resumido na Figura 31. Baseado nos dados da ABRAGE, os valores típicos para λ, μ e τ são respectivamente 0.1 falhas/ano, 72 reparos/ano e 72 instalações/ano (média de 5 dias para cada serviço, "360÷72").

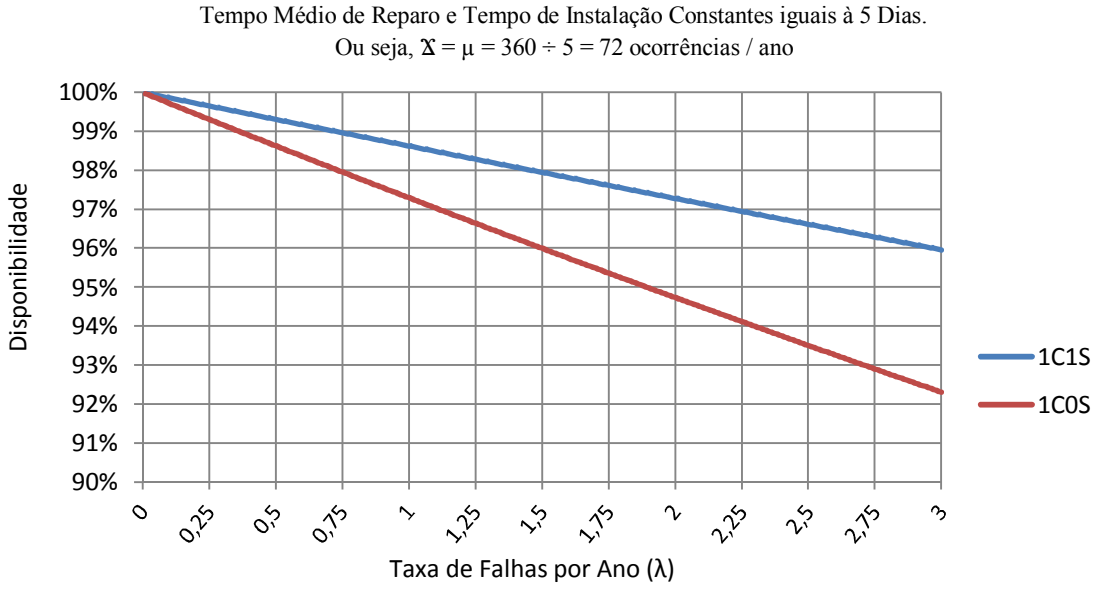
Figura 31 - Simulação por Markov - Estudo de Caso (Exemplo)



Fonte: Autor

A primeira simulação foi feita para um componente (1C), verificando a influência do aumento da taxa de falhas, ou seja, ascendência na curva da banheira e encaminhamento para o fim da vida útil. No total foram feitas 300 iterações, com λ variando de 0.01 à 3.00, com incrementos de 0.01. Mantiveram-se constantes e iguais à 72 os valores de μ e ϰ. Os resultados desta simulação podem ser vistos no Gráfico 6. A linha azul pertence ao sistema com sobressalente (1C1S), enquanto que a linha vermelha pertence ao sistema sem sobressalente (1C0S). Nota-se que para as mesmas condições iniciais, o sistema com sobressalentes (1S) tem a probabilidade de estar disponível maior do que o sistema sem sobressalente (0S). Além disso, a velocidade com que cresce a indisponibilidade dado o aumento da taxa de falhas é superior para o caso 0S frente ao caso 1S.

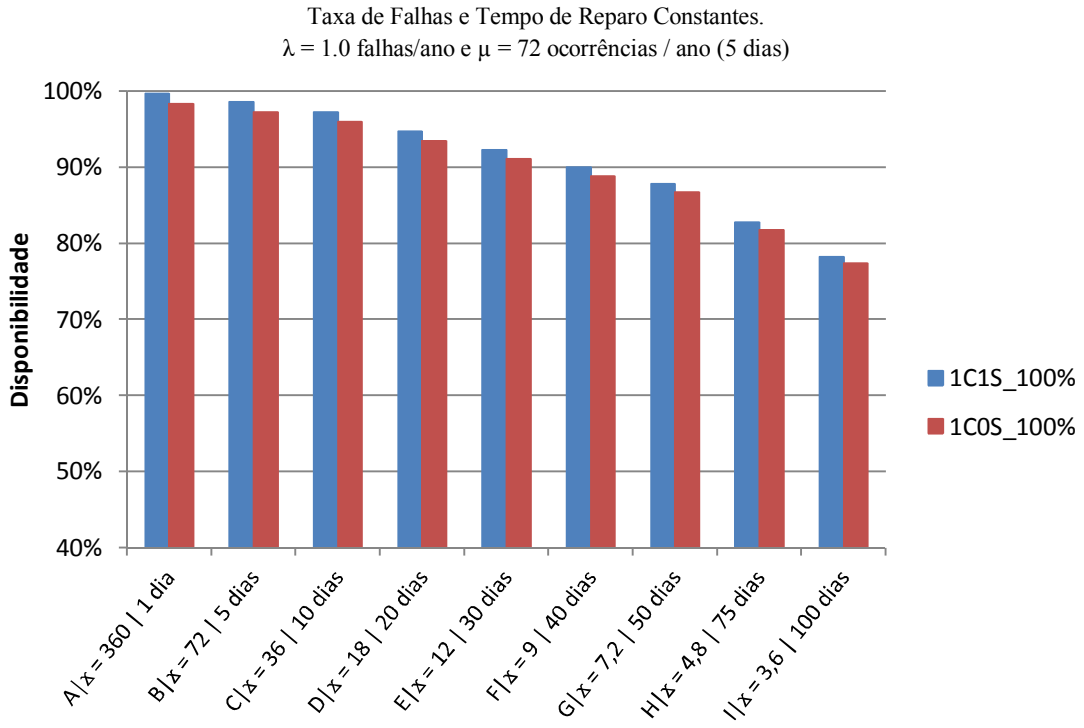
Gráfico 6 - Sistemas 1C: Aumento da Taxa de Falhas



Fonte: Autor

A segunda simulação, também feita para 1C e verifica a influência do aumento o tempo de instalação do componente para a disponibilidade do sistema. No total foram feitas 11 iterações, com λ constante e igual 1.00, μ constante e igual a 72 e ϰ variando de 1 à 360 dias para instalação. Os resultados desta simulação podem ser vistos no Gráfico 7. Nota-se que há uma forte variação da disponibilidade com o aumento do tempo de instalação dos componentes. Porém, esta variação correlacionada com a existência do sobressalente (1S vs 0S), o que de certa forma é intuitivo, pois para ocorrer uma transição ϰ o componente precisa estar pronto para instalar, não importando se a origem era um sobressalente ou um equipamento reparado.

Gráfico 7 - Sistemas 1C: Variação do Tempo de Instalação

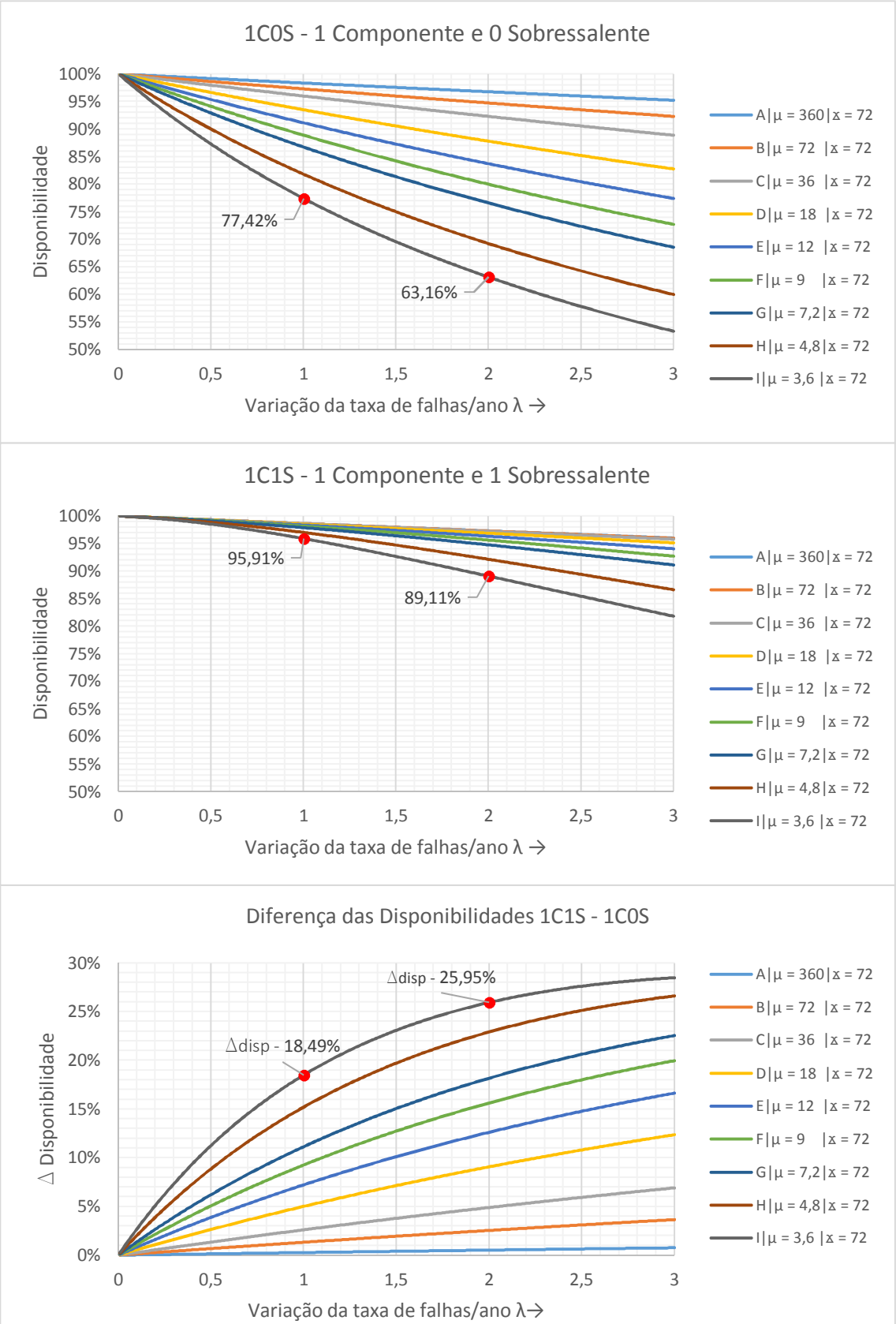


Fonte: Autor

A terceira simulação feita para um componente (1C), verificando a influência do aumento da taxa de falhas e do tempo médio de reparo, situação que emula a tendência natural do aumento conjunto destas grandezas. No total, foram estudados 9 cenários nomeados de A à I, para o caso sem sobressalente (1C0S) e outros 9, também nomeados de A à I, com sobressalente (1C1S) diferenciados pelo tempo de reparo - que variou de 1 à 100 dias. Para cada um dos cenários, λ variou de 0.01 à 3.00, com incrementos de 0.01. Manteve-se ϰ constante e igual à 72 instalações por ano, representando um valor médio típico de 5 dias para instalação do componente. No total foram 6600 combinações de parâmetros simuladas com as ferramentas e algoritmos apresentados nos primeiros itens deste capítulo.

Os resultados desta terceira simulação foram separados em três subgráficos pertencentes ao Gráfico 8: o primeiro um para o sistema 0S, o segundo para o sistema 1S e o terceiro para a diferença entre os dois. A comparação destes gráficos mostra que a inclusão de um equipamento sobressalente em um sistema do tipo 1C faz com que o sistema apresente um padrão de disponibilidade superior ao caso sem sobressalentes. Este padrão se repete desde os casos mais moderados, com baixas taxas de falhas e λ próximo a valores típicos como 0.1, aos casos extremos, quando λ é feito igual à 3.00.

Gráfico 8 - Comparação dos Sistemas 1C: com (1S) e sem (0S) Sobressalente

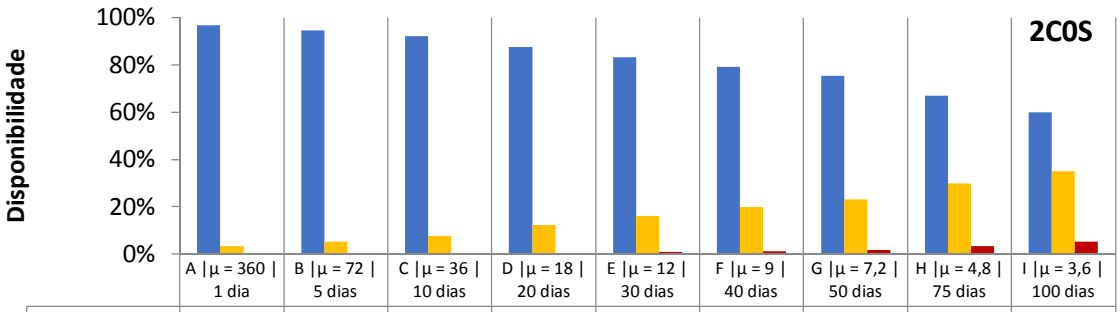


Fonte: Autor

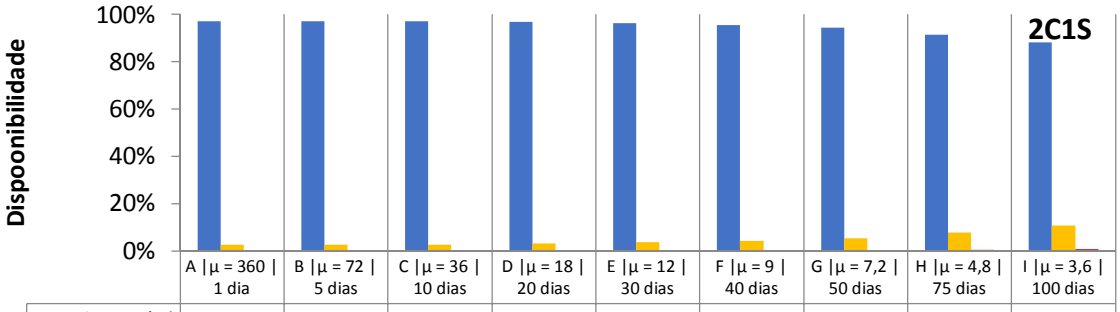
As duas simulações seguintes forem feitas para verificar os efeitos do aumento da taxa de falhas e da variação do tempo de reparo para um sistema com dois componentes (2C), com sobressalente (1S) e sem (0S). A diferença para os casos anteriores é que agora o sistema pode estar 50% disponível, ou seja, cada componente é responsável por uma parcela igual da disponibilidade do sistema. Usualmente, em usinas hidrelétricas ou sistemas de potência com grande impacto financeiro pela indisponibilidade, para um conjunto de transformadores é prudente manter ao menos um conjunto de equipamentos ou de peças de reparo como sobressalentes.

Gráfico 9 - Sistemas 2C: Aumento do Tempo de Reparo

Taxa de Falhas e Tempo de Instalação Constantes e iguais à 1 falha/ ano e 5 dias, respectivamente
Ou seja, $\lambda = 360 \div 5 = 72$ ocorrências / ano



	A |μ = 360 | 1 dia	B |μ = 72 | 5 dias	C |μ = 36 | 10 dias	D |μ = 18 | 20 dias	E |μ = 12 | 30 dias	F |μ = 9 | 40 dias	G |μ = 7,2 | 50 dias	H |μ = 4,8 | 75 dias	I |μ = 3,6 | 100 dias
100% Disponível	96,73%	94,65%	92,14%	87,42%	83,05%	79,00%	75,24%	66,93%	59,93%
50% Disponível	3,22%	5,26%	7,68%	12,14%	16,15%	19,75%	22,99%	29,75%	34,96%
0% Disponível	0,05%	0,09%	0,18%	0,44%	0,80%	1,25%	1,77%	3,32%	5,11%



	A |μ = 360 | 1 dia	B |μ = 72 | 5 dias	C |μ = 36 | 10 dias	D |μ = 18 | 20 dias	E |μ = 12 | 30 dias	F |μ = 9 | 40 dias	G |μ = 7,2 | 50 dias	H |μ = 4,8 | 75 dias	I |μ = 3,6 | 100 dias
100% Disponível	97,26%	97,24%	97,15%	96,79%	96,20%	95,42%	94,47%	91,56%	88,10%
50% Disponível	2,70%	2,72%	2,81%	3,16%	3,72%	4,45%	5,33%	7,96%	10,96%
0% Disponível	0,04%	0,04%	0,04%	0,05%	0,08%	0,13%	0,20%	0,49%	0,94%

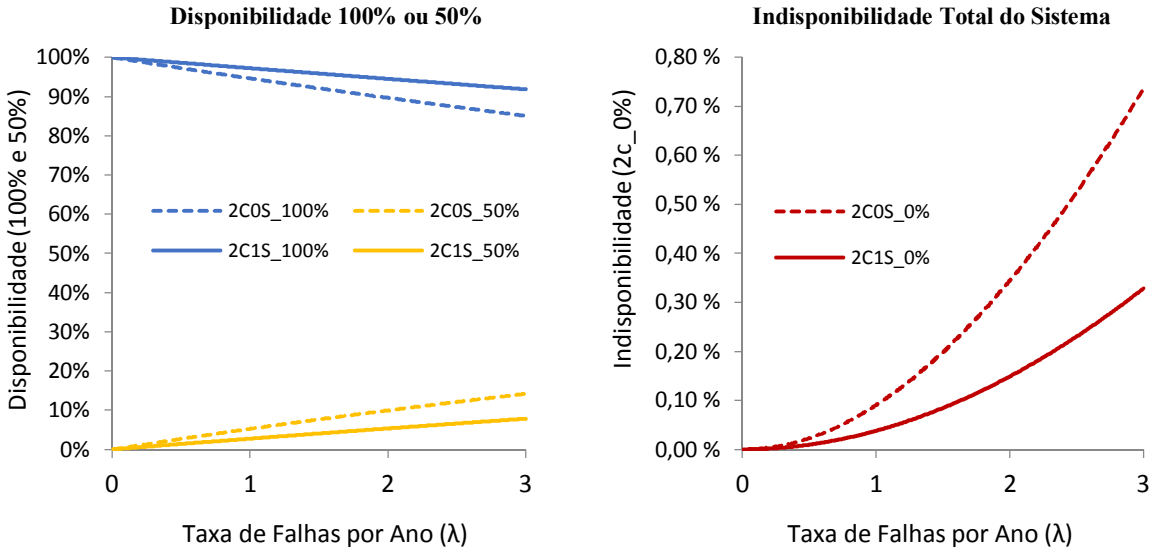
Fonte: Autor

Nota-se que, no caso exemplo (2C), a inclusão de um componente sobressalente foi muito benéfica ao sistema, que passa a sustentar sua disponibilidade em 100% por mais tempo, mesmo com o aumento do tempo de reparo (Gráfico 9) ou com o da taxa de falha (Gráfico 10).

Gráfico 10 - Sistemas 2C: Variação da Taxa de Falhas

Tempo de Reparo e Tempo de Instalação Constantes e iguais à 5 dias, respectivamente

Ou seja, $\lambda = \mu = 360 \div 5 = 72$ ocorrências / ano



Fonte: Autor

Através das simulações realizadas para sistemas simples (1C e 2C), há um indício de que o aprovisionamento de recursos em equipamentos e peças sobressalentes tem um impacto não negligenciável na composição dos fatores que determinarão a disponibilidade do sistema.

Como no dia-a-dia empresarial o ambiente técnico está umbilicalmente atrelado às questões financeiras, é desenvolvido no próximo capítulo uma breve discussão sobre as estratégias para decidir quando investir em um sobressalentes, considerando: a modelagem PCM, os índices de indisponibilidade das usinas hidrelétricas cotistas e os valores de penalidades incorridos, apresentados na seção 2.6.1.

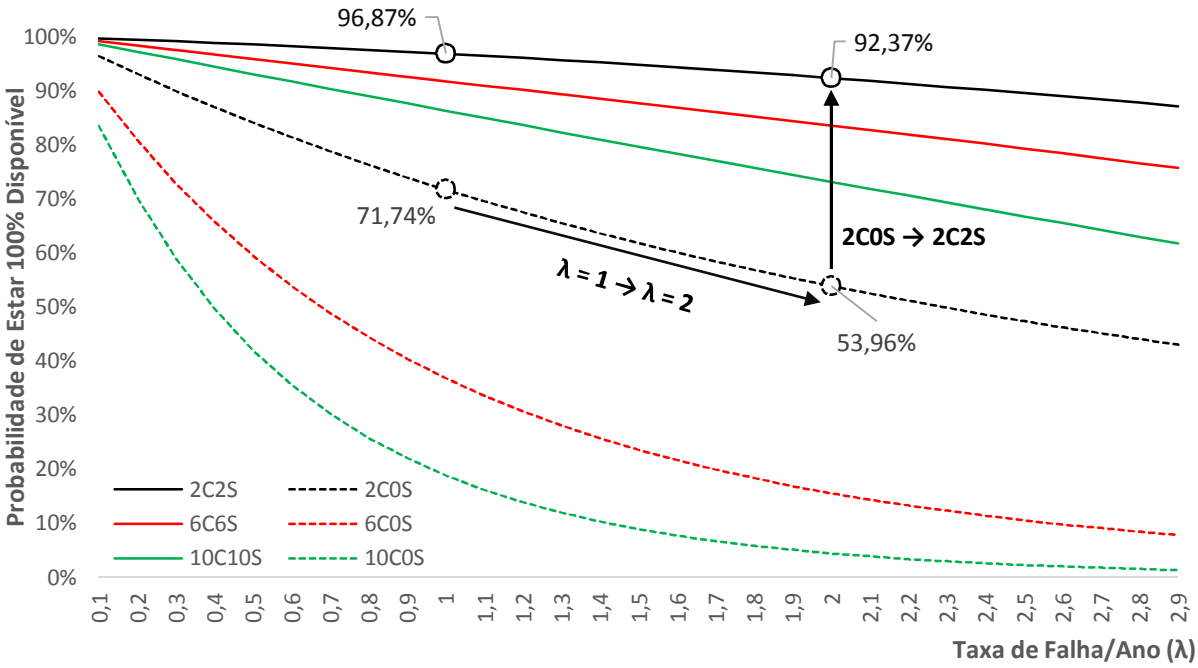
Para suportar o Estudo de Caso (Capítulo 6) e verificar o comportamento do modelo para sistemas maiores, são apresentados, a seguir, alguns cenários e discussões sobre os impactos da variação das taxas de falha e de reparo, assim como a existência de equipamentos sobressalentes, utilizando-se os Algoritmos 2 e 6 como ferramenta de criação dos diagramas de estado e de resolução do sistema.

4.5.1 Impacto da variação da Taxa de Falha

Como visto na introdução deste capítulo, o aumento da taxa de falha de um determinado equipamento pode significar o encaminhamento deste componente para o fim da sua vida útil.

No Gráfico 11 estão representados seis cenários 2C0S, 2C2S, 6C0S, 6C6S, 10C0S e 10C10S para os quais se verificou a probabilidade do sistema estar 100% disponível em função do aumento da taxa de falhas por ano, mantendo-se as demais taxas anuais constantes ($\mu = 6$ e $\mathfrak{r} = 72$). A representação dos sistemas sem sobressalentes ou com o número de sobressalente igual ao dos componentes tem o intuito de definir as envoltórias (extremos) de cada caso.

Gráfico 11 - Impacto da variação da Taxa de Falha



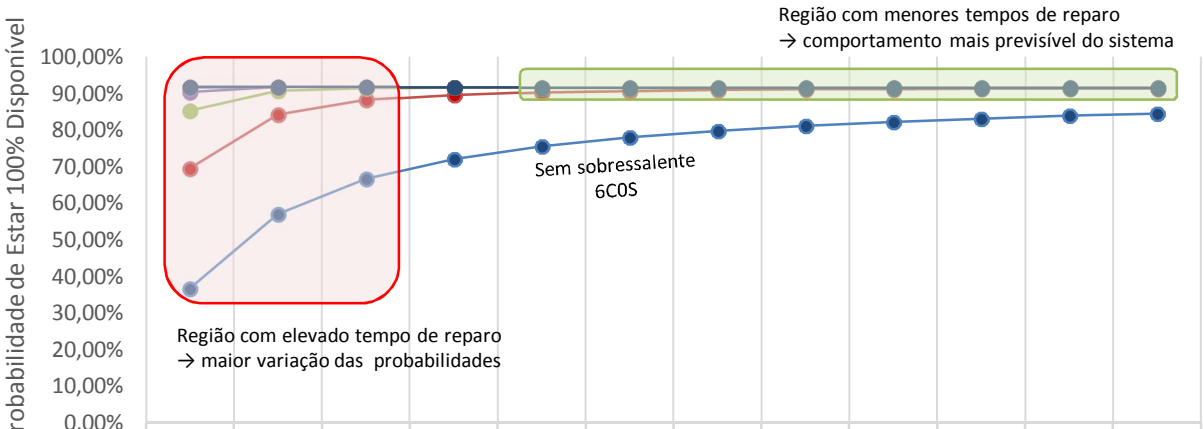
Fonte: Autor

4.5.2 Impacto da variação do Tempo de Reparo

O aumento no tempo médio de reparo de um equipamento ou componente pode ocorrer por alguns motivos como: falta de mão de obra especializada, obsolescência dos componentes para execução dos serviços, longas distâncias às capitais e elevados tempos de ressuprimento (como discutido nas seções 2.6.2 e 3.8.1). O tempo médio de reparo é representado nas simulações por sua taxa de reparo por ano (μ), ou seja, $\mu = 6$ e $\mu = 72$ reparos por ano representam 60 e 5 dias em reparo, respectivamente (sendo 1 ano = 360 dias).

No Gráfico 12 estão representados sete cenários 6C0S, 6C1S, 6C2S, 6C3S, 6C4S, 6C5S e 6C6S para os quais se verificou a probabilidade do sistema estar 100% disponível em função do aumento da taxa de reparos por ano (redução do tempo médio de reparo), mantendo-se as demais taxas anuais constantes ($\lambda = 1$ e $\mathfrak{r} = 72$).

Gráfico 12 - Impacto da variação da Taxa de Reparo



	μ = 6 reparos /ano	μ = 12 reparos /ano	μ = 18 reparos /ano	μ = 24 reparos /ano	μ = 30 reparos /ano	μ = 36 reparos /ano	μ = 42 reparos /ano	μ = 48 reparos /ano	μ = 54 reparos /ano	μ = 60 reparos /ano	μ = 66 reparos /ano	μ = 72 reparos /ano
6C0S	36,86%	57,17%	66,67%	72,10%	75,61%	78,06%	79,87%	81,25%	82,35%	83,24%	83,98%	84,60%
6C1S	69,59%	84,25%	88,16%	89,71%	90,47%	90,89%	91,14%	91,31%	91,42%	91,50%	91,56%	91,60%
6C2S	85,28%	90,70%	91,46%	91,66%	91,73%	91,76%	91,77%	91,78%	91,78%	91,78%	91,79%	91,79%
6C3S	90,33%	91,68%	91,77%	91,78%	91,79%	91,79%	91,79%	91,79%	91,79%	91,79%	91,79%	91,79%
6C4S	91,53%	91,78%	91,79%	91,79%	91,79%	91,79%	91,79%	91,79%	91,79%	91,79%	91,79%	91,79%
6C5S	91,75%	91,79%	91,79%	91,79%	91,79%	91,79%	91,79%	91,79%	91,79%	91,79%	91,79%	91,79%
6C6S	91,78%	91,79%	91,79%	91,79%	91,79%	91,79%	91,79%	91,79%	91,79%	91,79%	91,79%	91,79%

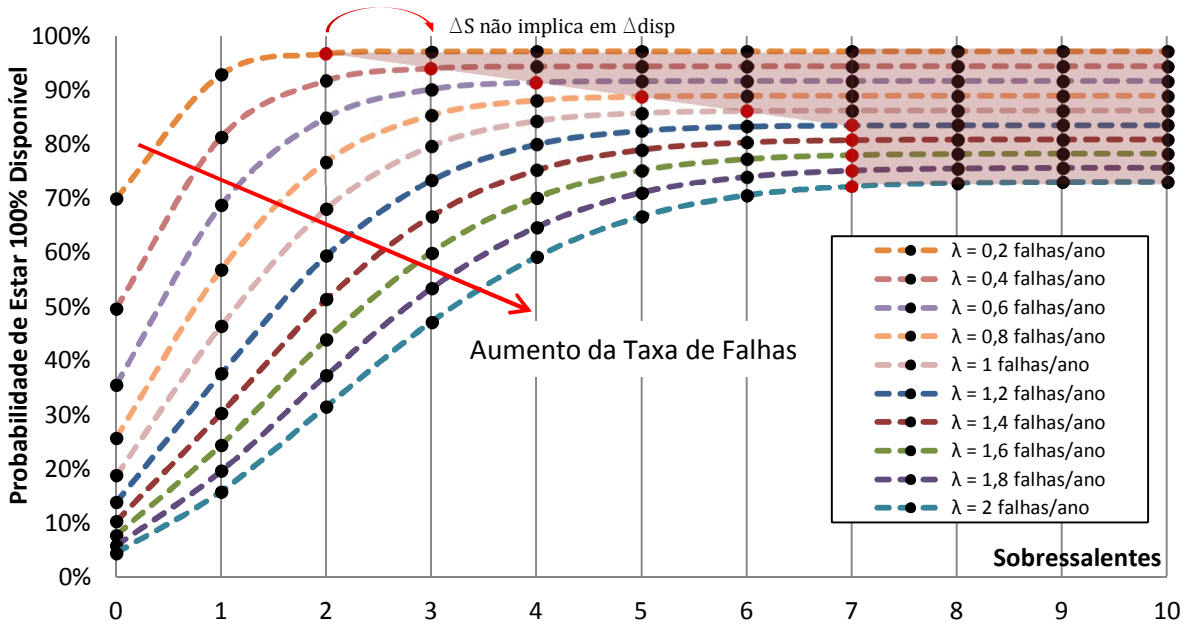
Fonte: Autor

4.5.3 Impacto da variação dos Equipamentos Sobressalentes

Nas simulações anteriores o efeito da adição de equipamentos sobressalentes pode ser observado. Percebe-se que em um sistema com múltiplos componentes, a inclusão de sobressalentes tem um ganho marginal decrescente e limitado. A escolha da quantidade de sistemas redundantes em reserva deverá ser feita em conjunto com uma análise detalhada da planta e com a previsão de evolução das taxas de falha, reparo e instalação do componente em questão.

O efeito descrito acima, pode ser observado no Gráfico 13, na qual estão representados os resultados da simulação para aferir a probabilidade do sistema de 10 componentes estar 100% disponível dado o aumento da quantidade de equipamentos sobressalentes (0S à 10S), para diferentes valores de λ, mantendo-se as demais taxas anuais constantes (μ = 6 e ϰ = 72). Para a condição em que λ = 0.2 falhas por ano, por exemplo, a maior probabilidade de estar disponível ocorre a partir do aprovisionamento de 2 sobressalentes (10C2S) sendo que o ganho de se adicionar outro sobressalente (10C3S) é praticamente nulo, além de incorrer em um custo elevado.

Gráfico 13 - Sistema com 10 Componentes – Equipamentos Sobressalentes



Fonte: Autor

4.5.4 Resultados Gerais – Parte I (stress do modelo)

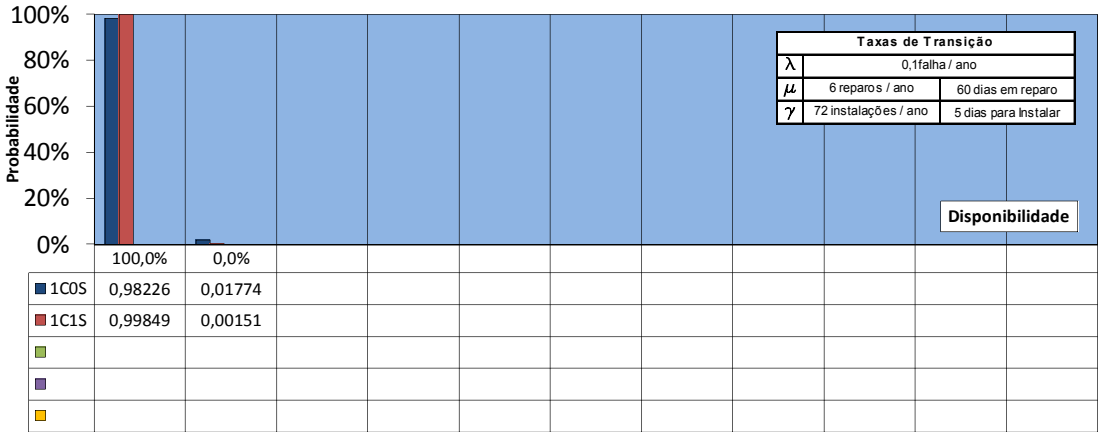
Para completar o conjunto de simulações que descrevem o comportamento dos sistemas, foi realizado um teste amplo, com sistemas 1C a 10C, cada um deles com 0S até a quantidade de sobressalentes igual ao número de componentes (S=C). Nestes testes, três gráficos para cada configuração são apresentados, conforme Quadro 16, a seguir:

Quadro 16 - Resultados Gerais – Parte I (Resumo)

	Gráfico A: Cenário Base	**Gráfico B: Variação de λ**	**Gráfico C: Variação de μ**
	Taxas de Transição λ: 0,1falha / ano μ: 6 reparos / ano; 60 dias em reparo γ: 72 instalações / ano; 5 dias para Instalar	Taxas de Transição λ: 1falha / ano μ: 6 reparos / ano; 60 dias em reparo γ: 72 instalações / ano; 5 dias para Instalar	Taxas de Transição λ: 1falha / ano μ: 72 reparos / ano; 5 dias em reparo γ: 72 instalações / ano; 5 dias para Instalar
1C	Gráfico 14, Página 112	Gráfico 15, Página 112	Gráfico 16, Página 112
2C	Gráfico 17, Página 113	Gráfico 18, Página 113	Gráfico 19, Página 113
3C	Gráfico 20, Página 114	Gráfico 21, Página 114	Gráfico 22, Página 114
4C	Gráfico 23, Página 115	Gráfico 24, Página 115	Gráfico 25, Página 115
5C	Gráfico 26, Página 116	Gráfico 27, Página 116	Gráfico 28, Página 116
6C	Gráfico 29, Página 117	Gráfico 30, Página 117	Gráfico 31, Página 117
7C	Gráfico 32, Página 118	Gráfico 33, Página 118	Gráfico 34, Página 118
8C	Gráfico 35, Página 119	Gráfico 36, Página 119	Gráfico 37, Página 119
9C	Gráfico 38, Página 120	Gráfico 39, Página 120	Gráfico 40, Página 120
10C	Gráfico 41, Página 121	Gráfico 42, Página 121	Gráfico 43, Página 121

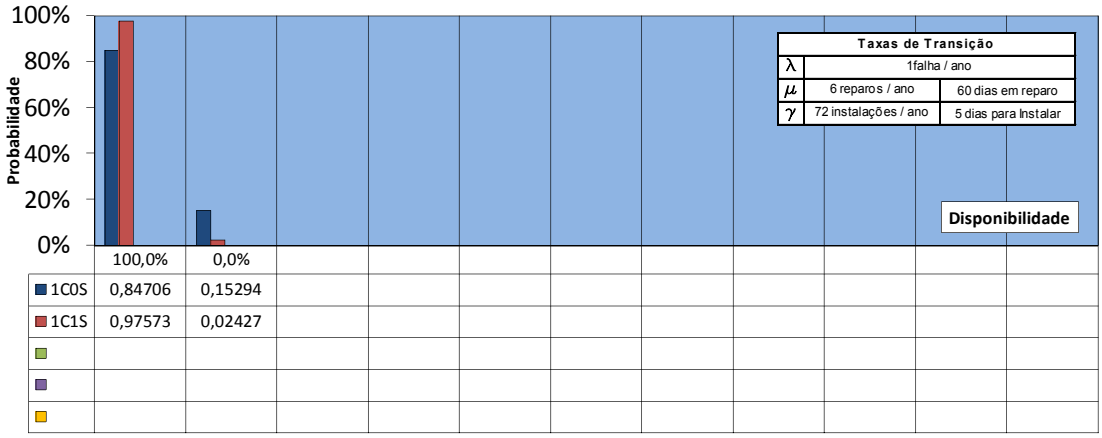
Fonte: Autor

Gráfico 14 - Sistema 1C: Comparativo



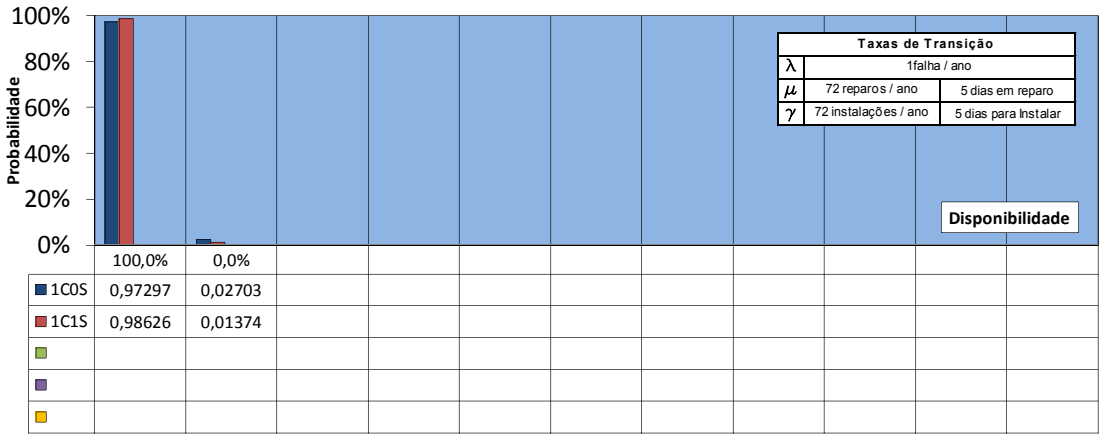
Fonte: Autor

Gráfico 15 - Sistema 1C: Comparativo + Variação de λ



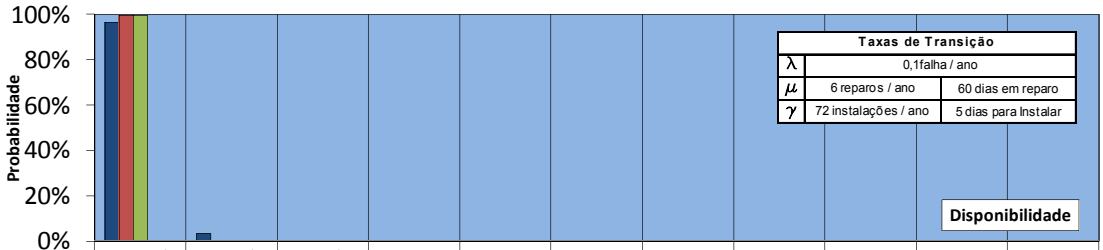
Fonte: Autor

Gráfico 16 - Sistema 1C: Comparativo + Variação de μ



Fonte: Autor

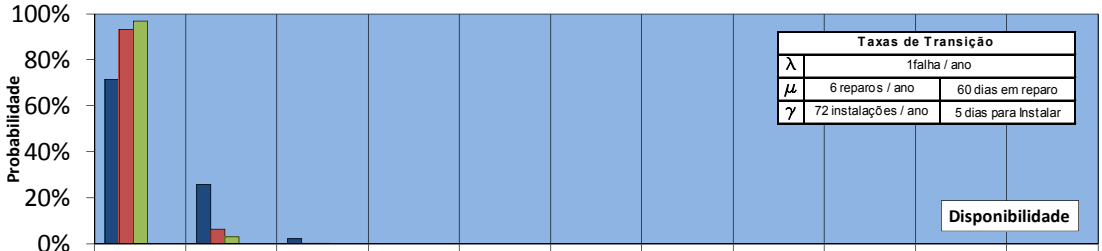
Gráfico 17 - Sistema 2C: Comparativo



	100,0%	50,0%	0,0%
2C0S	0,96484	0,03484	0,00032
2C1S	0,99671	0,00328	0,00001
2C2S	0,99722	0,00278	0,00000

Fonte: Autor

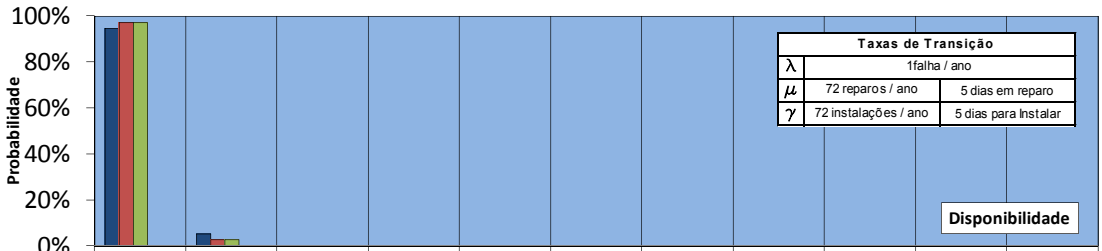
Gráfico 18 - Sistema 2C: Comparativo + Variação de λ



	100,0%	50,0%	0,0%
2C0S	0,71741	0,25906	0,02353
2C1S	0,93390	0,06315	0,00294
2C2S	0,96874	0,03068	0,00058

Fonte: Autor

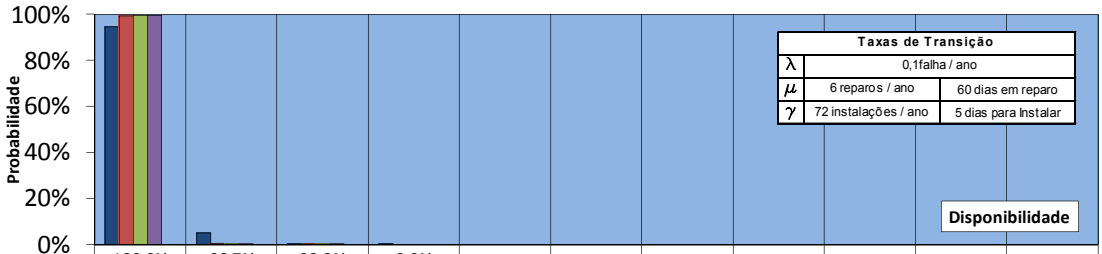
Gráfico 19 - Sistema 2C: Comparativo + Variação de μ



	100,0%	50,0%	0,0%
2C0S	0,94650	0,05258	0,00091
2C1S	0,97240	0,02722	0,00038
2C2S	0,97261	0,02702	0,00038

Fonte: Autor

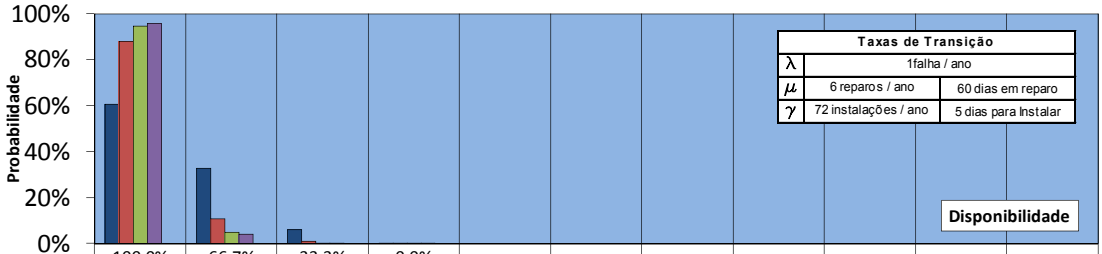
Gráfico 20 - Sistema 3C: Comparativo



	100,0%	66,7%	33,3%	0,0%
3C0S	0,94773	0,05134	0,00093	0,00001
3C1S	0,99468	0,00529	0,00003	0,00000
3C2S	0,99582	0,00417	0,00001	0,00000
3C3S	0,99584	0,00415	0,00001	0,00000

Fonte: Autor

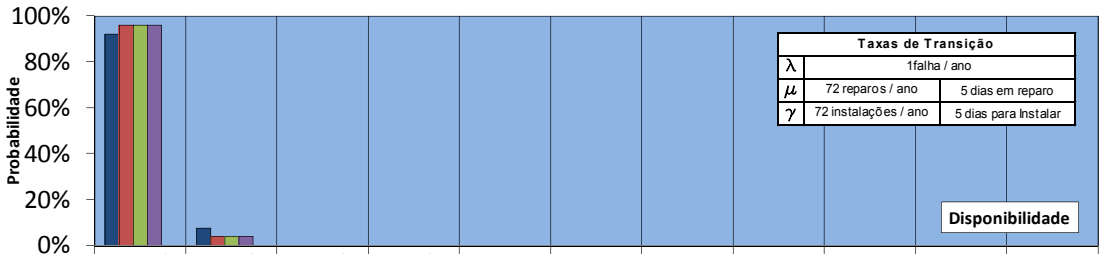
Gráfico 21 - Sistema 3C: Comparativo + Variação de λ



	100,0%	66,7%	33,3%	0,0%
3C0S	0,60752	0,32907	0,05977	0,00364
3C1S	0,88091	0,10770	0,01090	0,00048
3C2S	0,94714	0,05047	0,00233	0,00006
3C3S	0,95761	0,04114	0,00123	0,00002

Fonte: Autor

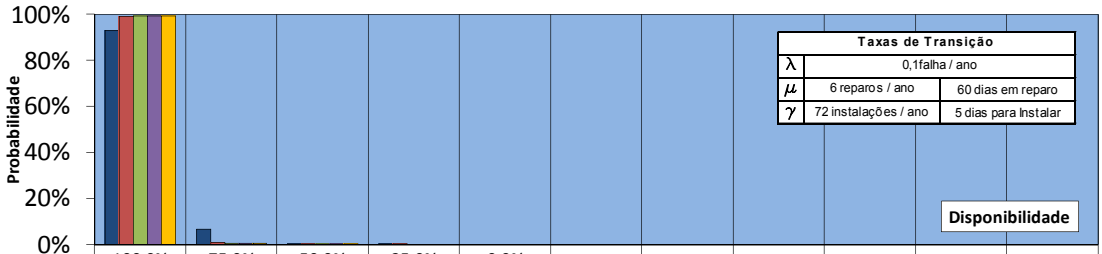
Gráfico 22 - Sistema 3C: Comparativo + Variação de μ



	100,0%	66,7%	33,3%	0,0%
3C0S	0,92058	0,07672	0,00266	0,00004
3C1S	0,95843	0,04042	0,00113	0,00002
3C2S	0,95892	0,03996	0,00111	0,00002
3C3S	0,95892	0,03995	0,00111	0,00002

Fonte: Autor

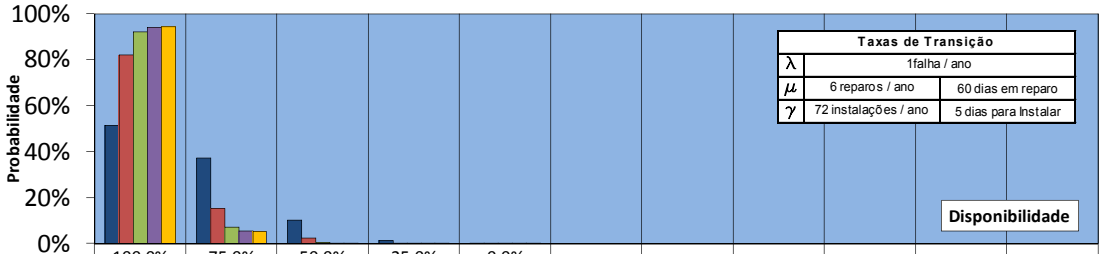
Gráfico 23 - Sistema 4C: Comparativo



	100,0%	75,0%	50,0%	25,0%	0,0%
4C0S	0,93091	0,06723	0,00183	0,00002	0,00000
4C1S	0,99241	0,00752	0,00007	0,00000	0,00000
4C2S	0,99441	0,00557	0,00002	0,00000	0,00000
4C3S	0,99445	0,00553	0,00002	0,00000	0,00000
4C4S	0,99445	0,00552	0,00002	0,00000	0,00000

Fonte: Autor

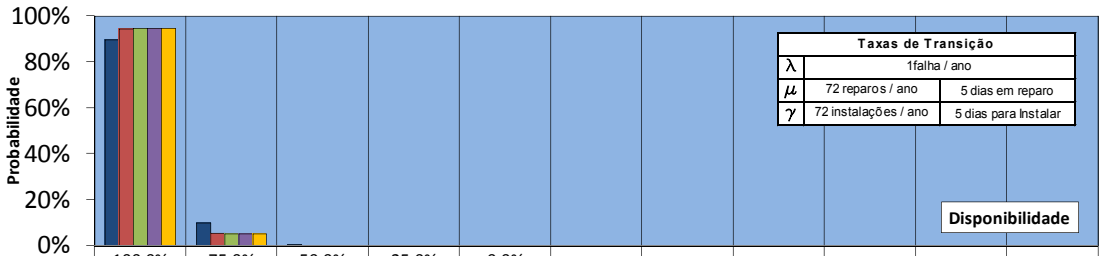
Gráfico 24 - Sistema 4C: Comparativo + Variação de λ



	100,0%	75,0%	50,0%	25,0%	0,0%
4C0S	0,51438	0,37150	0,10121	0,01234	0,00057
4C1S	0,82146	0,15214	0,02417	0,00216	0,00008
4C2S	0,92045	0,07333	0,00586	0,00035	0,00001
4C3S	0,94154	0,05570	0,00267	0,00009	0,00000
4C4S	0,94480	0,05289	0,00224	0,00006	0,00000

Fonte: Autor

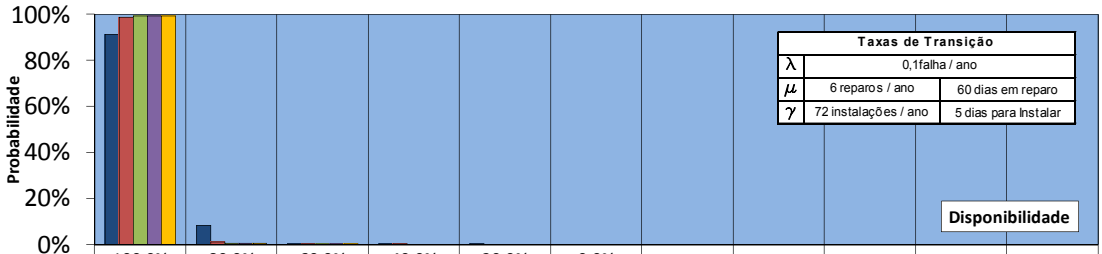
Gráfico 25 - Sistema 4C: Comparativo + Variação de μ



	100,0%	75,0%	50,0%	25,0%	0,0%
4C0S	0,89520	0,09947	0,00518	0,00015	0,00000
4C1S	0,94437	0,05333	0,00223	0,00006	0,00000
4C2S	0,94523	0,05252	0,00219	0,00006	0,00000
4C3S	0,94524	0,05251	0,00219	0,00006	0,00000
4C4S	0,94524	0,05251	0,00219	0,00006	0,00000

Fonte: Autor

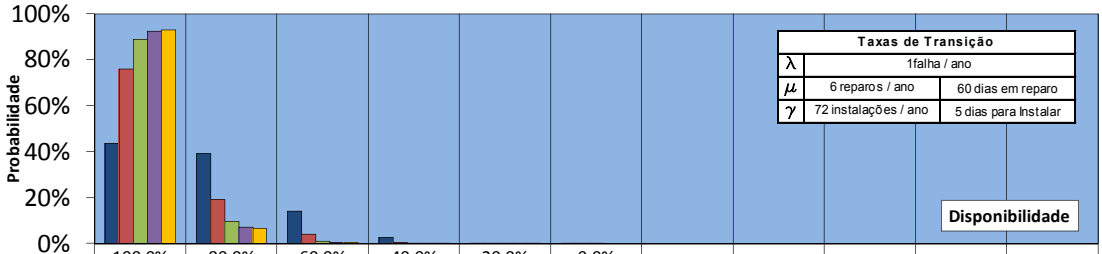
Gráfico 26 - Sistema 5C: Comparativo



	100,0%	80,0%	60,0%	40,0%	20,0%	0,0%
5C0S	0,91440	0,08255	0,00300	0,00005	0,00000	0,00000
5C1S	0,98990	0,00997	0,00012	0,00000	0,00000	0,00000
5C2S	0,99298	0,00698	0,00004	0,00000	0,00000	0,00000
5C3S	0,99306	0,00690	0,00004	0,00000	0,00000	0,00000
5C4S	0,99307	0,00690	0,00004	0,00000	0,00000	0,00000

Fonte: Autor

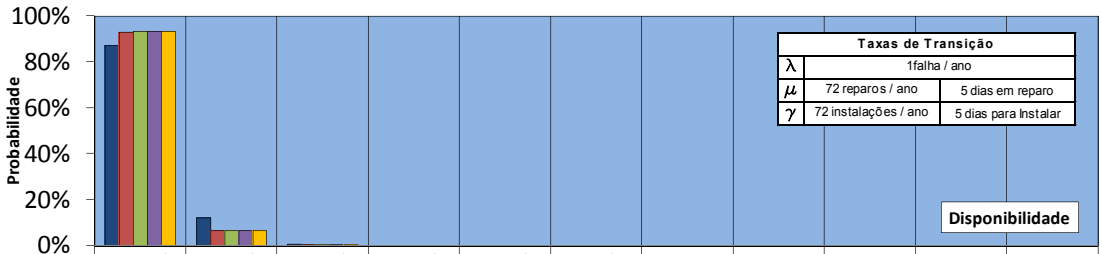
Gráfico 27 - Sistema 5C: Comparativo + Variação de λ



	100,0%	80,0%	60,0%	40,0%	20,0%	0,0%
5C0S	0,43546	0,39313	0,14280	0,02611	0,00241	0,00009
5C1S	0,75896	0,19291	0,04203	0,00567	0,00042	0,00001
5C2S	0,88881	0,09837	0,01166	0,00111	0,00007	0,00000
5C3S	0,92357	0,07121	0,00492	0,00029	0,00001	0,00000
5C4S	0,93038	0,06568	0,00377	0,00017	0,00000	0,00000

Fonte: Autor

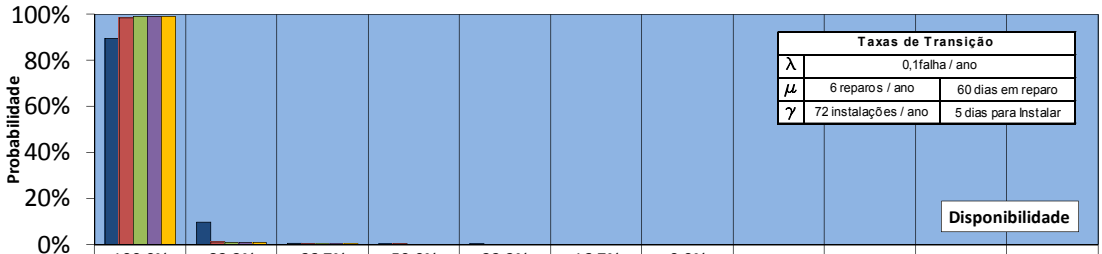
Gráfico 28 - Sistema 5C: Comparativo + Variação de μ



	100,0%	80,0%	60,0%	40,0%	20,0%	0,0%
5C0S	0,87034	0,12088	0,00839	0,00037	0,00001	0,00000
5C1S	0,93022	0,06593	0,00369	0,00015	0,00000	0,00000
5C2S	0,93155	0,06471	0,00359	0,00015	0,00000	0,00000
5C3S	0,93156	0,06469	0,00359	0,00015	0,00000	0,00000
5C4S	0,93156	0,06469	0,00359	0,00015	0,00000	0,00000

Fonte: Autor

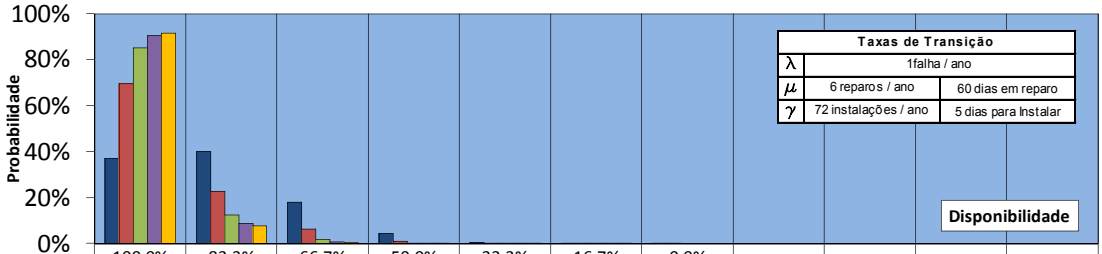
Gráfico 29 - Sistema 6C: Comparativo



	100,0%	83,3%	66,7%	50,0%	33,3%	16,7%	0,0%
6C0S	0,89817	0,09730	0,00442	0,00011	0,00000	0,00000	0,00000
6C1S	0,98717	0,01262	0,00021	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
6C2S	0,99154	0,00840	0,00006	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
6C3S	0,99167	0,00827	0,00006	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
6C4S	0,99168	0,00826	0,00006	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000

Fonte: Autor

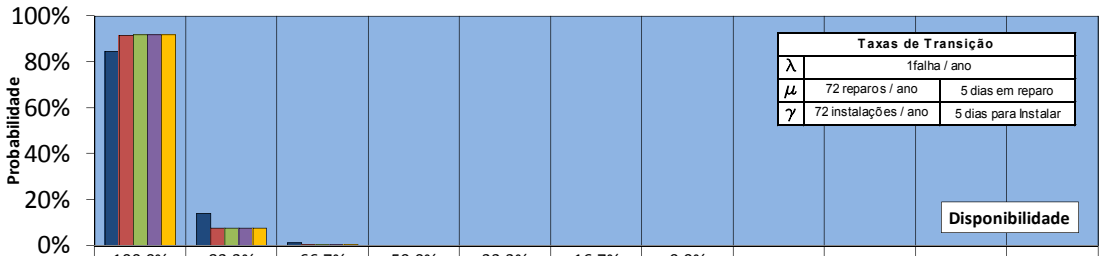
Gráfico 30 - Sistema 6C: Comparativo + Variação de λ



	100,0%	83,3%	66,7%	50,0%	33,3%	16,7%	0,0%
6C0S	0,36860	0,39931	0,18131	0,04420	0,00611	0,00045	0,00001
6C1S	0,69590	0,22800	0,06332	0,01144	0,00127	0,00008	0,00000
6C2S	0,85279	0,12442	0,01992	0,00261	0,00023	0,00001	0,00000
6C3S	0,90333	0,08771	0,00822	0,00069	0,00005	0,00000	0,00000
6C4S	0,91530	0,07854	0,00578	0,00035	0,00002	0,00000	0,00000

Fonte: Autor

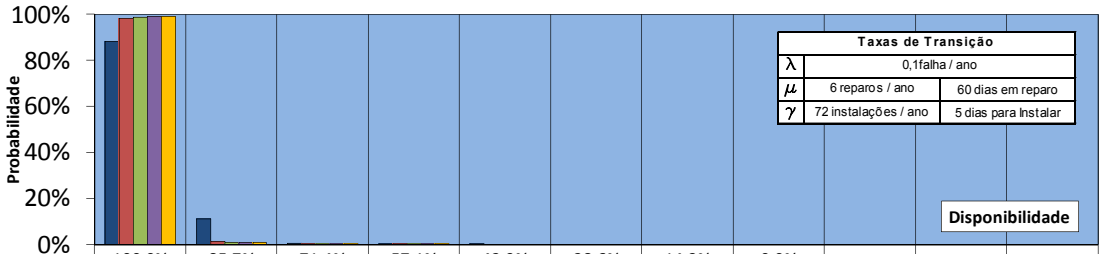
Gráfico 31 - Sistema 6C: Comparativo + Variação de μ



	100,0%	83,3%	66,7%	50,0%	33,3%	16,7%	0,0%
6C0S	0,84600	0,14100	0,01224	0,00073	0,00003	0,00000	0,00000
6C1S	0,91599	0,07821	0,00548	0,00031	0,00001	0,00000	0,00000
6C2S	0,91786	0,07651	0,00531	0,00030	0,00001	0,00000	0,00000
6C3S	0,91789	0,07649	0,00531	0,00030	0,00001	0,00000	0,00000
6C4S	0,91789	0,07649	0,00531	0,00030	0,00001	0,00000	0,00000

Fonte: Autor

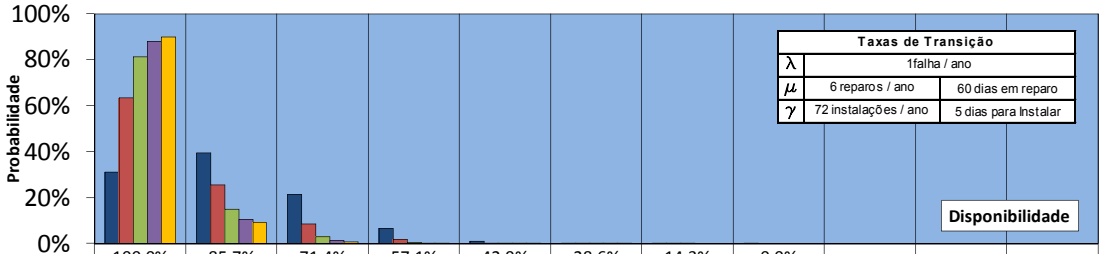
Gráfico 32 - Sistema 7C: Comparativo



	100,0%	85,7%	71,4%	57,1%	42,9%	28,6%	14,3%	0,0%
7C0S	0,88223	0,11150	0,00608	0,00019	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
7C1S	0,98422	0,01545	0,00033	0,00001	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
7C2S	0,99007	0,00984	0,00009	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
7C3S	0,99029	0,00963	0,00008	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
7C4S	0,99029	0,00963	0,00008	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000

Fonte: Autor

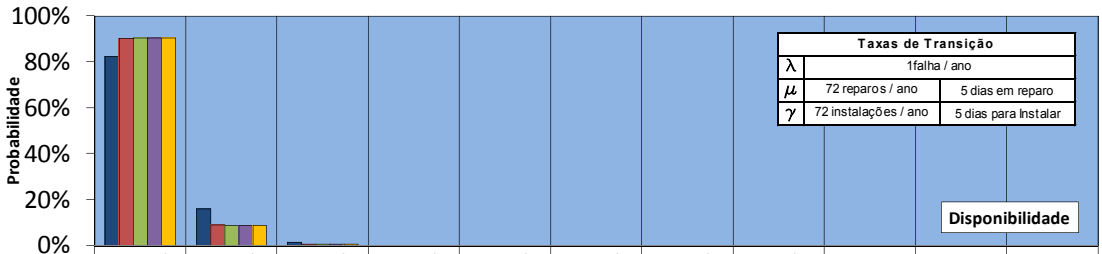
Gráfico 33 - Sistema 7C: Comparativo + Variação de λ



	100,0%	85,7%	71,4%	57,1%	42,9%	28,6%	14,3%	0,0%
7C0S	0,31195	0,39427	0,21483	0,06547	0,01206	0,00135	0,00008	0,00000
7C1S	0,63401	0,25647	0,08669	0,01964	0,00291	0,00027	0,00001	0,00000
7C2S	0,81321	0,15034	0,03063	0,00515	0,00062	0,00005	0,00000	0,00000
7C3S	0,88060	0,10506	0,01276	0,00144	0,00013	0,00001	0,00000	0,00000
7C4S	0,89933	0,09160	0,00836	0,00067	0,00004	0,00000	0,00000	0,00000

Fonte: Autor

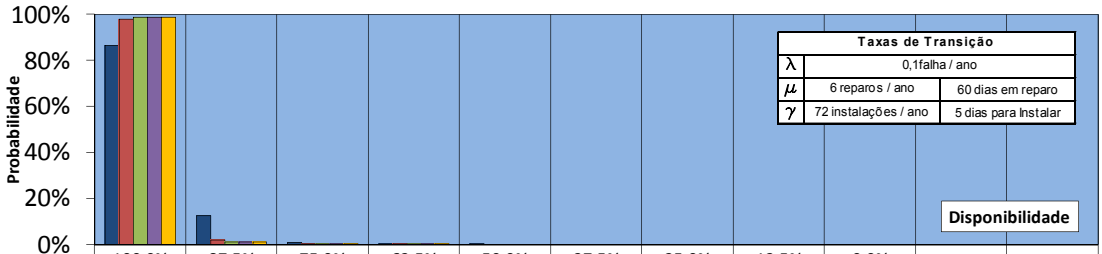
Gráfico 34 - Sistema 7C: Comparativo + Variação de μ



	100,0%	85,7%	71,4%	57,1%	42,9%	28,6%	14,3%	0,0%
7C0S	0,82217	0,15987	0,01665	0,00123	0,00007	0,00000	0,00000	0,00000
7C1S	0,90169	0,09016	0,00759	0,00053	0,00003	0,00000	0,00000	0,00000
7C2S	0,90418	0,08795	0,00733	0,00051	0,00003	0,00000	0,00000	0,00000
7C3S	0,90422	0,08791	0,00733	0,00051	0,00003	0,00000	0,00000	0,00000
7C4S	0,90423	0,08791	0,00733	0,00051	0,00003	0,00000	0,00000	0,00000

Fonte: Autor

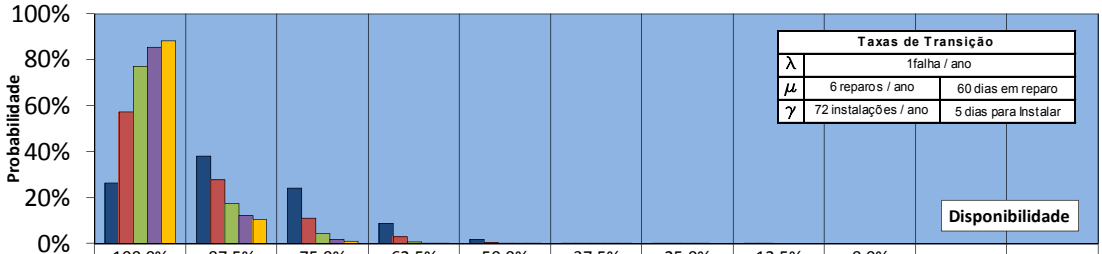
Gráfico 35 - Sistema 8C: Comparativo



	100,0%	87,5%	75,0%	62,5%	50,0%	37,5%	25,0%	12,5%	0,0%
8C0S	0,86657	0,12517	0,00796	0,00029	0,00001	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
8C1S	0,98107	0,01845	0,00047	0,00001	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
8C2S	0,98857	0,01131	0,00012	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
8C3S	0,98889	0,01100	0,00011	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
8C4S	0,98890	0,01099	0,00011	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000

Fonte: Autor

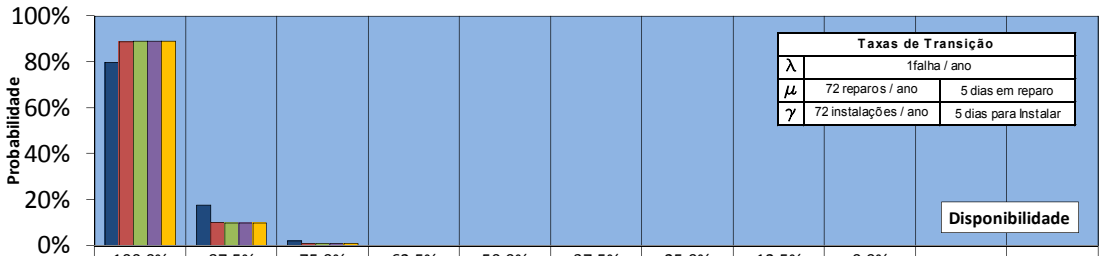
Gráfico 36 - Sistema 8C: Comparativo + Variação de λ



	100,0%	87,5%	75,0%	62,5%	50,0%	37,5%	25,0%	12,5%	0,0%
8C0S	0,26396	0,38128	0,24237	0,08863	0,02041	0,00303	0,00028	0,00002	0,00000
8C1S	0,57448	0,27809	0,11086	0,03021	0,00559	0,00070	0,00006	0,00000	0,00000
8C2S	0,77093	0,17508	0,04353	0,00895	0,00136	0,00015	0,00001	0,00000	0,00000
8C3S	0,85533	0,12297	0,01867	0,00268	0,00032	0,00003	0,00000	0,00000	0,00000
8C4S	0,88222	0,10490	0,01160	0,00117	0,00010	0,00001	0,00000	0,00000	0,00000

Fonte: Autor

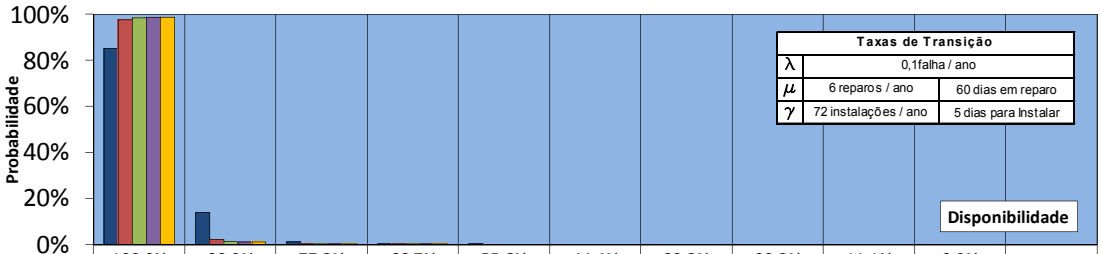
Gráfico 37 - Sistema 8C: Comparativo + Variação de μ



	100,0%	87,5%	75,0%	62,5%	50,0%	37,5%	25,0%	12,5%	0,0%
8C0S	0,79884	0,17752	0,02157	0,00192	0,00014	0,00001	0,00000	0,00000	0,00000
8C1S	0,88731	0,10178	0,01001	0,00084	0,00006	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
8C2S	0,89051	0,09900	0,00963	0,00080	0,00006	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
8C3S	0,89057	0,09895	0,00962	0,00080	0,00006	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
8C4S	0,89057	0,09895	0,00962	0,00080	0,00006	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000

Fonte: Autor

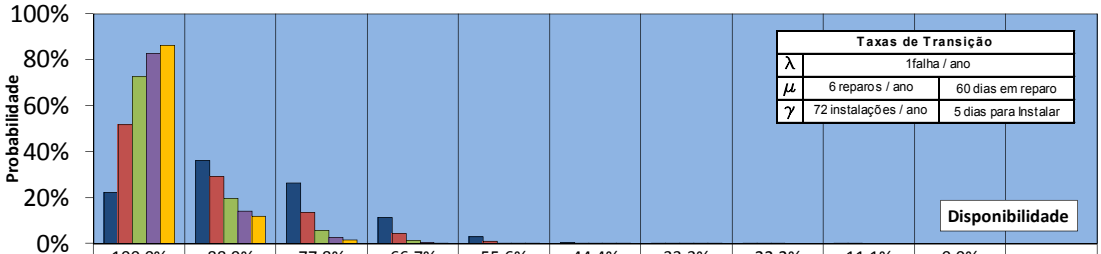
Gráfico 38 - Sistema 9C: Comparativo



	100,0%	88,9%	77,8%	66,7%	55,6%	44,4%	33,3%	22,2%	11,1%	0,0%
9C0S	0,85119	0,13832	0,01005	0,00043	0,00001	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
9C1S	0,97771	0,02161	0,00066	0,00002	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
9C2S	0,98705	0,01279	0,00016	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
9C3S	0,98750	0,01236	0,00014	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
9C4S	0,98752	0,01234	0,00014	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000

Fonte: Autor

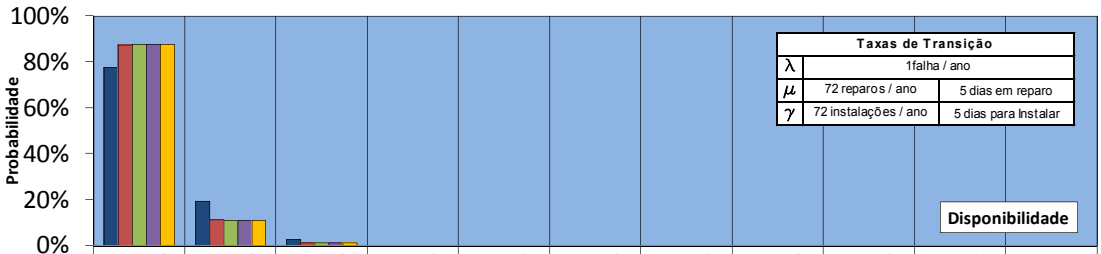
Gráfico 39 - Sistema 9C: Comparativo + Variação de λ



	100,0%	88,9%	77,8%	66,7%	55,6%	44,4%	33,3%	22,2%	11,1%	0,0%
9C0S	0,22332	0,36290	0,26365	0,11248	0,03109	0,00578	0,00072	0,00006	0,00000	0,00000
9C1S	0,51809	0,29312	0,13468	0,04291	0,00954	0,00149	0,00016	0,00001	0,00000	0,00000
9C2S	0,72683	0,19781	0,05823	0,01415	0,00259	0,00035	0,00003	0,00000	0,00000	0,00000
9C3S	0,82760	0,14107	0,02602	0,00456	0,00067	0,00008	0,00001	0,00000	0,00000	0,00000
9C4S	0,86382	0,11843	0,01559	0,00193	0,00021	0,00002	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000

Fonte: Autor

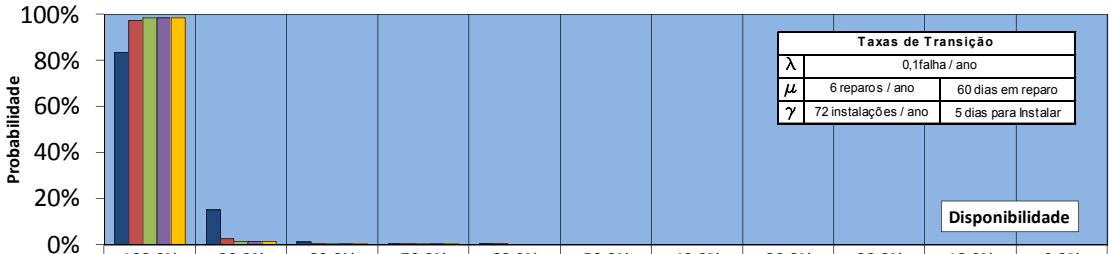
Gráfico 40 - Sistema 9C: Comparativo + Variação de μ



	100,0%	88,9%	77,8%	66,7%	55,6%	44,4%	33,3%	22,2%	11,1%	0,0%
9C0S	0,77601	0,19400	0,02694	0,00279	0,00024	0,00002	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
9C1S	0,87288	0,11305	0,01272	0,00124	0,00010	0,00001	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
9C2S	0,87683	0,10969	0,01219	0,00119	0,00010	0,00001	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
9C3S	0,87692	0,10962	0,01218	0,00118	0,00010	0,00001	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
9C4S	0,87692	0,10961	0,01218	0,00118	0,00010	0,00001	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000

Fonte: Autor

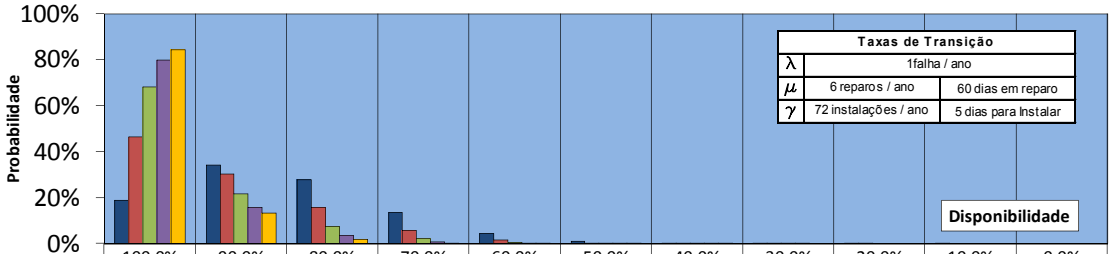
Gráfico 41 - Sistema 10C: Comparativo



	100,0%	90,0%	80,0%	70,0%	60,0%	50,0%	40,0%	30,0%	20,0%	10,0%	0,0%
10C0S	0,83608	0,15096	0,01234	0,00060	0,00002	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
10C1S	0,97416	0,02492	0,00089	0,00003	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
10C2S	0,98550	0,01430	0,00020	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
10C3S	0,98611	0,01372	0,00017	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
10C4S	0,98613	0,01370	0,00017	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000

Fonte: Autor

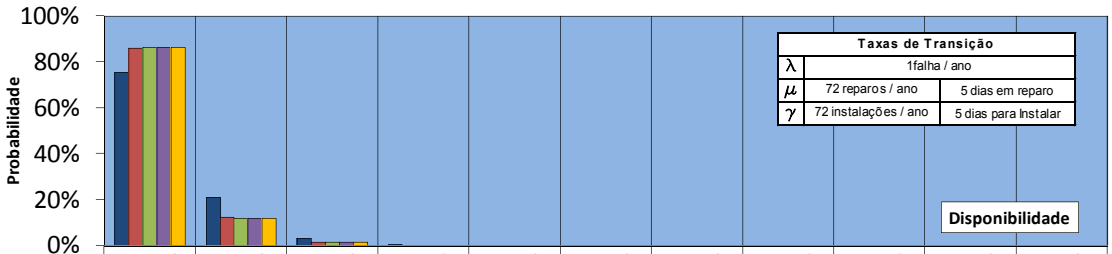
Gráfico 42 - Sistema 10C: Comparativo + Variação de λ



	100,0%	90,0%	80,0%	70,0%	60,0%	50,0%	40,0%	30,0%	20,0%	10,0%	0,0%
10C0S	0,18891	0,34109	0,27877	0,13592	0,04383	0,00977	0,00153	0,00017	0,00001	0,00000	0,00000
10C1S	0,46532	0,30207	0,15721	0,05732	0,01487	0,00279	0,00038	0,00004	0,00000	0,00000	0,00000
10C2S	0,68175	0,21790	0,07424	0,02082	0,00447	0,00072	0,00009	0,00001	0,00000	0,00000	0,00000
10C3S	0,79762	0,15895	0,03478	0,00720	0,00126	0,00017	0,00002	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
10C4S	0,84397	0,13213	0,02042	0,00302	0,00040	0,00005	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000

Fonte: Autor

Gráfico 43 - Sistema 10C: Comparativo + Variação de μ



	100,0%	90,0%	80,0%	70,0%	60,0%	50,0%	40,0%	30,0%	20,0%	10,0%	0,0%
10C0S	0,75365	0,20935	0,03271	0,00388	0,00038	0,00003	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
10C1S	0,85840	0,12396	0,01571	0,00175	0,00017	0,00001	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
10C2S	0,86316	0,11999	0,01500	0,00167	0,00016	0,00001	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
10C3S	0,86327	0,11990	0,01499	0,00167	0,00016	0,00001	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
10C4S	0,86327	0,11990	0,01499	0,00167	0,00016	0,00001	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000

Fonte: Autor

4.5.5 Resultados Gerais – Parte II (dados ABRAGE)

Esta segunda parte dos resultados gerais obtidos através das simulações de sistemas tem como base as taxas de falha e de reparo dos transformadores elevadores coletados e disponibilizados pela ABRAGE conforme reproduzido na Tabela 12:

Tabela 12 - Definições de parâmetros (Confiabilidade) – Transformador Elevador

	Taxa de Falhas por ano				Tempo Médio de Reparo			
Equipamento	**Média**	**Desvio Padrão**	**Mínimo**	**Máximo**	**Média**	**Desvio Padrão**	**Mínimo**	**Máximo**
Transformador Elevador	0,12	0,03	**0,06**	**0,16**	148,2 h	103,8 h	20,3 h	**461,1 h**

Fonte: (ABRAGE 2011)

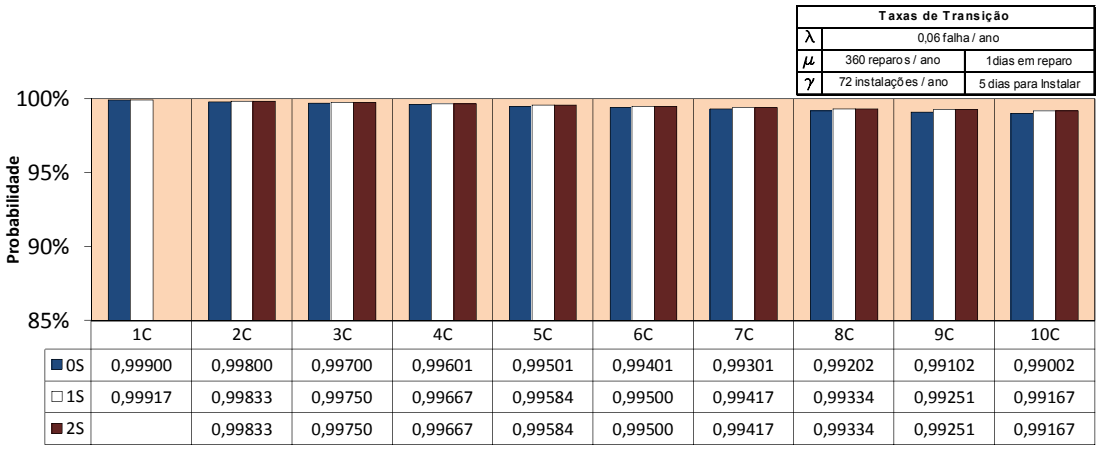
Com base nos valores mínimos e máximos históricos de tais taxas, foram criados quatro cenários que representam os limites dos valores encontrados para estes equipamentos e os resultados apresentados nos gráficos a seguir, resumidos no Quadro 17:

Quadro 17 - Resultados Gerais – Parte II (Resumo)

Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
Taxas de Transição λ: 0,06 falha / ano μ: 360 reparos / ano; 1 dias em reparo γ: 72 instalações / ano; 5 dias para Instalar	**Taxas de Transição** λ: 0,16 falha / ano μ: 360 reparos / ano; 1 dias em reparo γ: 72 instalações / ano; 5 dias para Instalar	**Taxas de Transição** λ: 0,06 falha / ano μ: 19 reparos / ano; 18,95 dias em reparo γ: 72 instalações / ano; 5 dias para Instalar	**Taxas de Transição** λ: 0,16 falha / ano μ: 19 reparos / ano; 18,95 dias em reparo γ: 72 instalações / ano; 5 dias para Instalar
Gráfico 44, Página 122	Gráfico 45, Página 123	Gráfico 46, Página 123	Gráfico 47, Página 123

Fonte: Autor

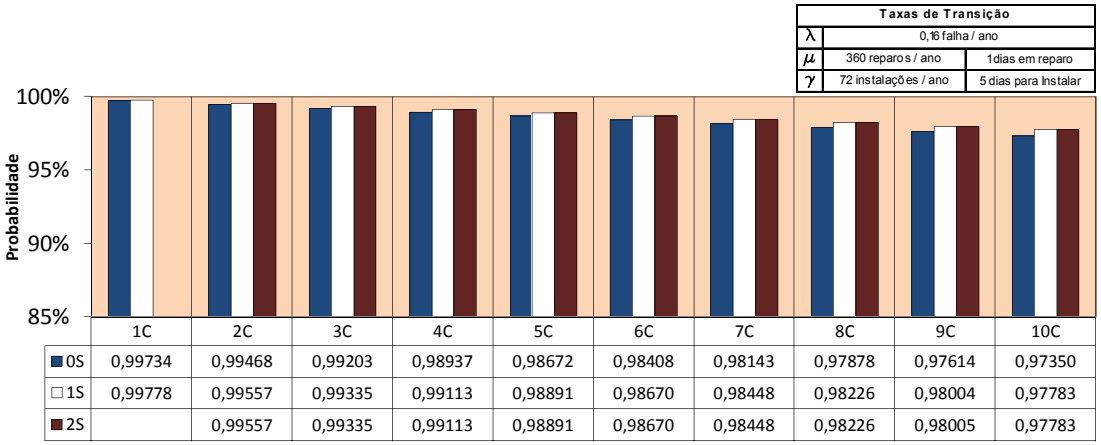
Gráfico 44 - Resultados Gerais – Parte II – Cenário 1



	1C	2C	3C	4C	5C	6C	7C	8C	9C	10C
0S	0,99900	0,99800	0,99700	0,99601	0,99501	0,99401	0,99301	0,99202	0,99102	0,99002
1S	0,99917	0,99833	0,99750	0,99667	0,99584	0,99500	0,99417	0,99334	0,99251	0,99167
2S		0,99833	0,99750	0,99667	0,99584	0,99500	0,99417	0,99334	0,99251	0,99167

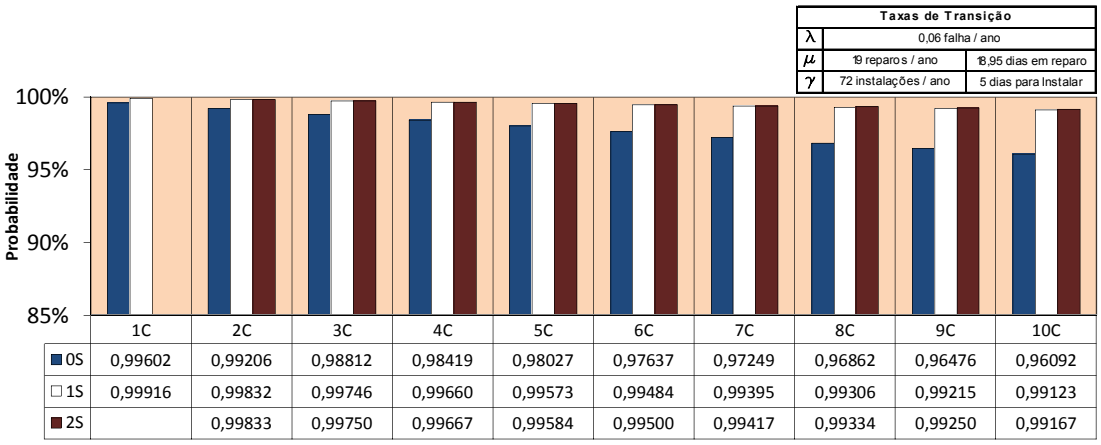
Fonte: Autor

Gráfico 45 - Resultados Gerais – Parte II – Cenário 2



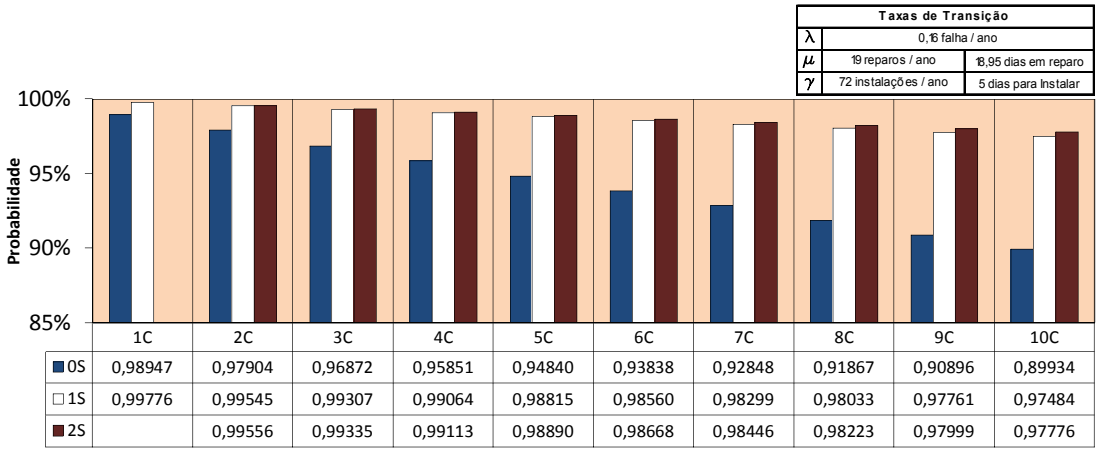
Fonte: Autor

Gráfico 46 - Resultados Gerais – Parte II – Cenário 3



Fonte: Autor

Gráfico 47 - Resultados Gerais – Parte II – Cenário 4



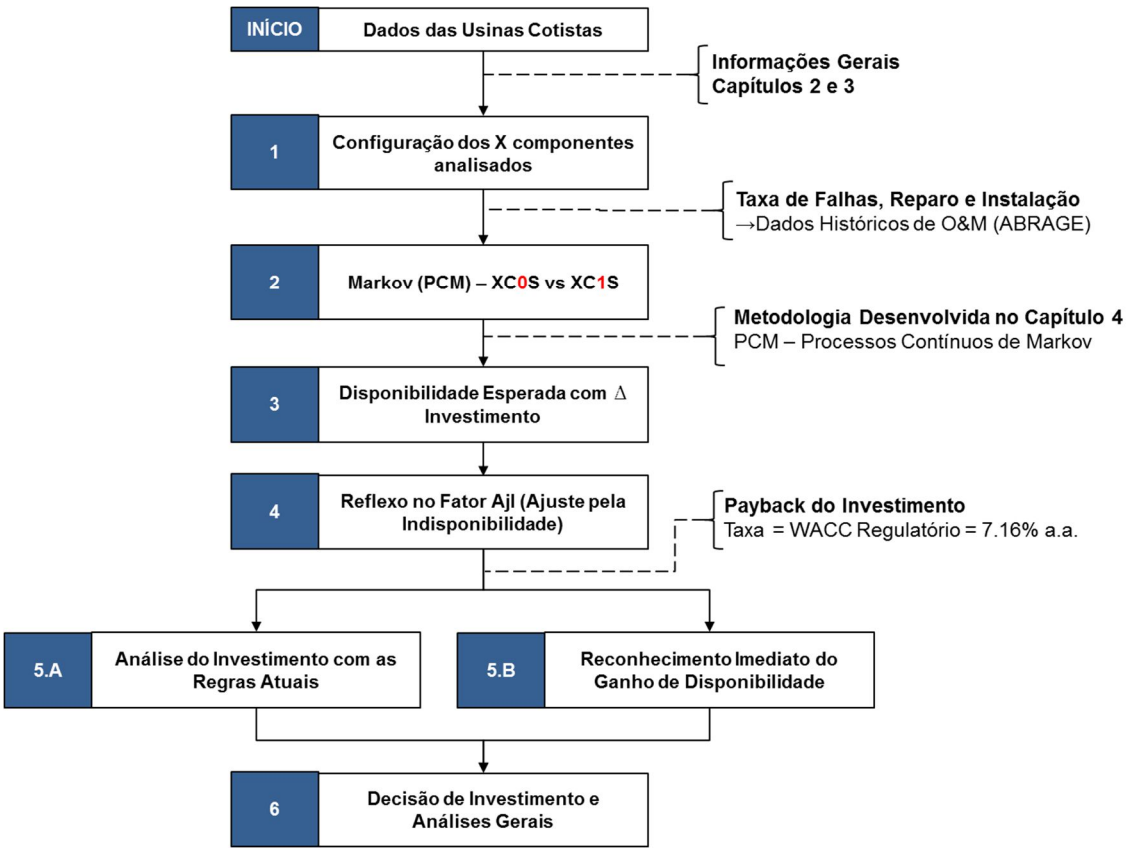
Fonte: Autor

5 Estudo de Caso 1 - Qualidade do Serviço Prestado

5.1 Introdução

O objetivo deste capítulo é analisar se há incentivos suficientes para manter a qualidade do serviço prestado pelas concessionárias de geração responsáveis pela operação das usinas cotistas através dos investimentos em equipamentos sobressalentes. Os cálculos foram realizados conforme fluxograma da Figura 32, consolidando as discussões e métodos de cálculo das diversas seções apresentadas nesta Dissertação, entre as quais: a regulação que rege a dinâmica de remuneração e inventivos das Usinas Hidrelétricas Cotistas (Capítulo 2); as características das Usinas Hidrelétricas (Capítulo 3); e as teorias de confiabilidade que descrevem a evolução da disponibilidade de sistemas considerando a variação das taxas de falha, instalação e reparo e a inclusão de sobressalentes (Capítulo 4). O resultado da execução deste fluxograma é uma análise técnica, financeira e empresarial (item 5.3).

Figura 32 - Procedimento para Execução do Estudo de Caso 1



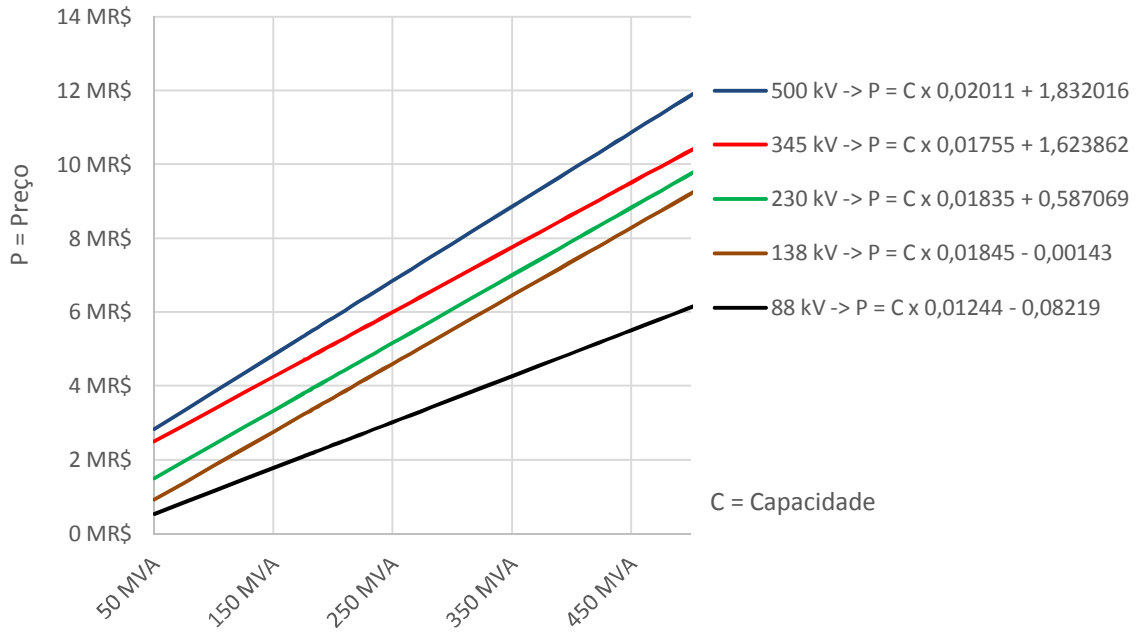
Fonte: Autor

5.2 Premissas e Hipóteses

As premissas básicas e as principais hipóteses para a elaboração deste estudo de caso estão elencadas a seguir:

- Os custos estimados para cada um dos equipamentos foram coletados através de cotações com fornecedores nacionais para diversas potências (de 50 a 500 MVA) e classes de tensão (88, 138, 230, 345 e 500 kV). Os valores obtidos foram interpolados e geraram as curvas de custo em função da potência e da classe de tensão apresentados no Gráfico 48. Estes valores devem ser utilizados apenas como referência de uma ordem de grandeza de custos, podendo variar por influência de diversos fatores como: especificidade do projeto, variação do preço do cobre, tempo de entrega, acessórios e refrigeração, logística de transporte, entre outros.

Gráfico 48 - Estimativa de Preço – Transformador Elevador



Fonte: Autor

- Para analisar apenas o efeito da inclusão de Transformadores Sobressalentes, assume-se que a disponibilidade dos demais componentes das usinas se mantém constante durante todo o período de análise.

- Para realização da análise financeira através do cálculo do Payback do Investimento, é utilizado o WACC regulatório de 7.16% ao ano.
- Assume-se, baseado no pior caso apresentado pela ABRAGE, que Taxa de falhas destes equipamentos é constante e igual à 0.16 falha/ano, a Taxa de Instalação é igual à 72 instalações/ano (5 dias) e a Taxa de Reparo igual à 18,75 reparos/ano (19,2 dias ou 461,1 horas) para todos os componentes: condição apresentada no Gráfico 47.
- A Inclusão do Equipamento novo (Sobressalente) não altera as Taxa de Falhas, Reparo ou Instalação do sistema, que são mantidas constantes para toda a simulação.
- A Configuração e as Características dos Transformadores foi baseada nas informações públicas disponíveis pelo ONS para as usinas hidrelétricas cotistas despachadas de forma centralizada (#1 à #14), ver Tabela 13.
- Assume-se que todas as 14 usinas analisadas (#1 à #14), não possuem Transformadores Elevadores sobressalentes (condição 0S).
- Para cada grupo de Transformadores Elevadores de Potências próximas e mesma classe de Tensão haverá um Componentes Sobressalente (1S), com custo obtido pelas fórmulas do Gráfico 48 e disponibilidades pelo Gráfico 47.

Tabela 13 - Estudo de Caso 1: Configuração dos Transformadores e Investimento Inicial

Usina Cotista	Transformadores	Primário	Secundário	Potência	C	Potência	Investimento 1S
#1 - Complexo Paulo Afonso	3	230,0 kV	13,8 kV	67,5 MVA	7C	90,0 MVA	2,2 MR$
	2	230,0 kV	13,8 kV	75,0 MVA			
	2	230,0 kV	13,8 kV	90,0 MVA			
	4	230,0 kV	13,8 kV	240,0 MVA	4C	240,0 MVA	5,0 MR$
	6	500,0 kV	18,0 kV	450,0 MVA	6C	450,0 MVA	10,9 MR$
#2 - Xingó	6	500,0 kV	18,0 kV	555,0 MVA	6C	555,0 MVA	13,0 MR$
#3 - Henry Borden	2	88,0 kV	11,0 kV	49,5 MVA	7C	90,0 MVA	1,0 MR$
	4	88,0 kV	11,0 kV	60,0 MVA			
	1	88,0 kV	11,0 kV	66,0 MVA			
	1	230,0 kV	11,0 kV	75,0 MVA	1C	75,0 MVA	2,0 MR$
	6	230,0 kV	13,8 kV	100,0 MVA	6C	100,0 MVA	2,4 MR$
#4 - Itaparica (Luiz Gonzaga)	3	500,0 kV	16,0 kV	277,5 MVA	3C	277,5 MVA	7,4 MR$
#5 - Marimbondo	8	500,0 kV	13,8 kV	189,9 MVA	8C	189,9 MVA	5,7 MR$
#6 - Furnas	8	345,0 kV	15,0 kV	160,0 MVA	8C	160,0 MVA	4,4 MR$
#7 - Estreito (L. C. Barreto)	6	345,0 kV	13,8 kV	200,0 MVA	6C	200,0 MVA	5,1 MR$
#8 - Corumbá I	3	345,0 kV	13,8 kV	139,0 MVA	3C	139,0 MVA	4,1 MR$
#9 - Porto Colômbia	4	138,0 kV	13,8 kV	84,0 MVA	4C	84,0 MVA	1,5 MR$
#10 - Boa Esperança	3	230,0 kV	13,8 kV	70,0 MVA	4C	70,0 MVA	1,9 MR$
	1	230,0 kV	13,8 kV	60,0 MVA			
#11 - Funil	3	138,0 kV	13,8 kV	90,0 MVA	3C	90,0 MVA	1,7 MR$
#12 - Jacuí	6	138,0 kV	13,8 kV	33,0 MVA	6C	33,0 MVA	0,6 MR$
#13 - Passo Real	3	230,0 kV	13,8 kV	84,0 MVA	4C	84,0 MVA	2,1 MR$
	1	230,0 kV	13,8 kV	82,5 MVA			
#14 - Coaracy Nunes	2	138,0 kV	13,8 kV	60,0 MVA	2C	60,0 MVA	1,1 MR$

Fonte: Autor

5.3 Análises Técnica, Financeira e Empresarial

Percebe-se, pelos dados das 14 usinas representados na Tabela 13, que as configurações de possíveis dos Transformadores são 2C, 3C, 4C, 6C, 7C e 8C. Uma vez que é estudado o impacto do acréscimo de 1S para cada uma dos grupos de Transformadores, apresenta-se na Tabela 14 um resumo da simulação do modelo de confiabilidade mostrado no Gráfico 47, comparando-se a probabilidade dos sistemas estarem 100% disponíveis na condição 0S e 1S.

Tabela 14 - Estudo de Caso 1: Probabilidade de estar 100% Disponível

	0S	1S	Δ Disp
2C	0,97904	0,99545	0,01641
3C	0,96872	0,99307	0,02435
4C	0,95851	0,99064	0,03213
6C	0,93838	0,98560	0,04722
7C	0,92848	0,98299	0,05451
8C	0,91867	0,98033	0,06166

Fonte: Autor

Algumas das usinas, como o Complexo Paulo Afonso, possuem combinações de Transformadores. Nestes casos, a Indisponibilidade Teórica obtida com a inclusão de 1 Sobressalente para cada grupo de Transformadores é média ponderada da contribuição de cada conjunto XC1S, conforme Tabela 15.

Tabela 15 - Estudo de Caso 1: Ganho Imediato de Disponibilidade 1S vs 0S

Usina Cotista	Transformadores	Ganho de Disponibilidade 1S vs 0S		Indisp. Verificada (0S)	Indisp. Teórica (1S)
#1 - Complexo Paulo Afonso	17	(7 x 7C1S + 4 x 4C1S + 6 x 6C1S) / 17	= **4,67%**	19,48%	14,81%
#2 - Xingó	6	6C1S	= **4,72%**	13,86%	9,14%
#3 - Henry Borden	14	(7 x 7C1S + 1 x 1C1S + 6 x 6C1S) / 14	= **4,87%**	9,30%	4,43%
#4 - Itaparica (Luiz Gonzaga)	3	3C1S	= **2,44%**	9,81%	7,38%
#5 - Marimbondo	8	8C1S	= **6,17%**	12,18%	6,01%
#6 - Furnas	8	8C1S	= **6,17%**	24,23%	18,06%
#7 - Estreito (L. C. Barreto)	6	6C1S	= **4,72%**	11,67%	6,95%
#8 - Corumbá I	3	3C1S	= **2,44%**	6,54%	4,11%
#9 - Porto Colômbia	4	4C1S	= **3,21%**	10,16%	6,95%
#10 - Boa Esperança	4	4C1S	= **3,21%**	10,58%	7,37%
#11 - Funil	3	3C1S	= **2,44%**	10,92%	8,49%
#12 - Jacuí	6	6C1S	= **4,72%**	5,20%	0,48%
#13 - Passo Real	4	4C1S	= **3,21%**	5,89%	2,68%
#14 - Coaracy Nunes	2	2C1S	= **1,64%**	9,07%	7,43%

Fonte: Autor (Ver Tabela 14)

Em um cenário hipotético representado na Tabela 16 em que a Indisponibilidade Verificada é substituída pela Indisponibilidade Teórica, mantendo-se as Indisponibilidade de Referência constante, apenas 2 das 14 usinas despachadas pelo ONS continuariam sofrendo penalidades através do AjI, sendo que 6 das 14 passariam a ser bonificadas.

Tabela 16 - Estudo de Caso 1: Percepção do Ganho de Disponibilidade pelo Consumidor

Usina Cotista	Indisp referência	Indisp. Verificada (0S)	Indisp. Teórica (1S)	Δ Verificada	Δ Teórica	
#1 - Complexo Paulo Afonso	13,66%	19,48%	14,81%	-5,82%	-1,15%	
#2 - Xingó	13,52%	13,86%	9,14%	-0,34%	4,38%	◄
#3 - Henry Borden	10,13%	9,30%	4,43%	0,83%	5,70%	
#4 - Itaparica (Luiz Gonzaga)	14,69%	9,81%	7,38%	4,88%	7,31%	
#5 - Marimbondo	10,42%	12,18%	6,01%	-1,76%	4,41%	◄
#6 - Furnas	10,42%	24,23%	18,06%	-13,81%	-7,64%	
#7 - Estreito (L. C. Barreto)	10,42%	11,67%	6,95%	-1,25%	3,47%	◄
#8 - Corumbá I	10,42%	6,54%	4,11%	3,88%	6,31%	
#9 - Porto Colômbia	10,42%	10,16%	6,95%	0,26%	3,47%	
#10 - Boa Esperança	8,93%	10,58%	7,37%	-1,65%	1,56%	◄
#11 - Funil	10,42%	10,92%	8,49%	-0,50%	1,93%	◄
#12 - Jacuí	6,98%	5,20%	0,48%	1,78%	6,50%	
#13 - Passo Real	10,42%	5,89%	2,68%	4,53%	7,74%	
#14 - Coaracy Nunes	8,25%	9,07%	7,43%	-0,82%	0,82%	◄

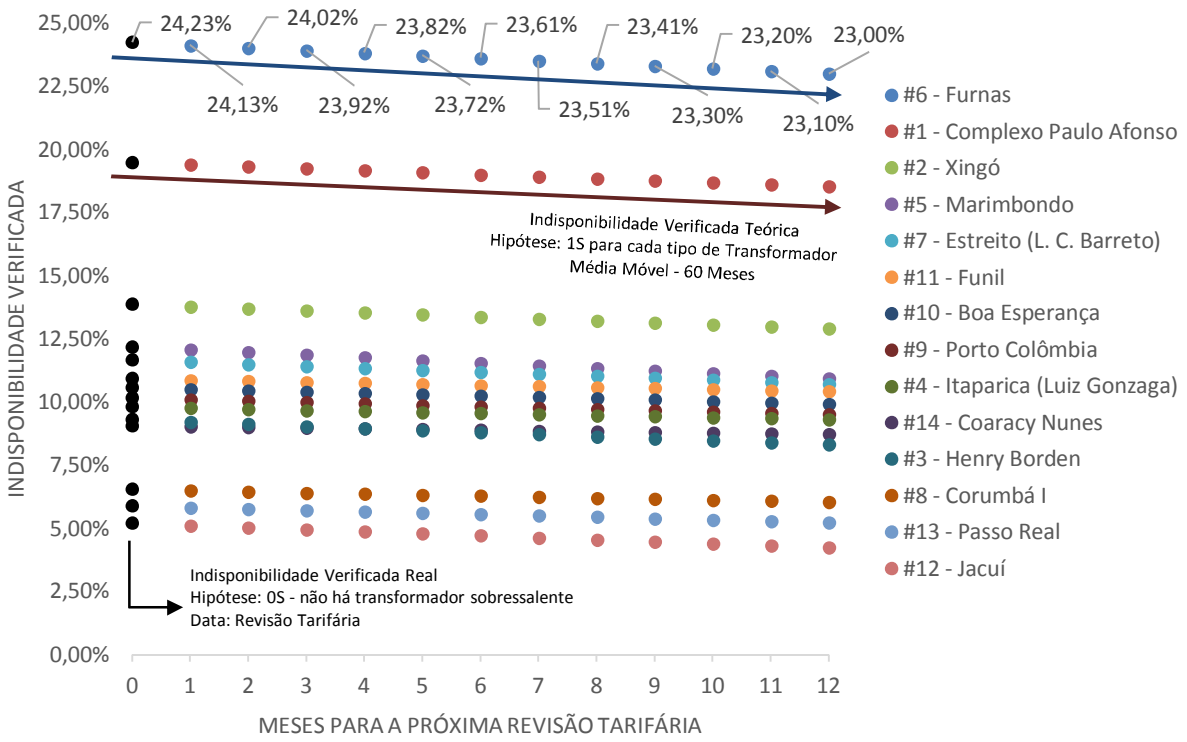
Fonte: Autor (Ver Tabela 14)

De acordo com as condições regulatórias descrita no Capítulo 2, o índice de indisponibilidade é corrigido através de um cálculo que considera uma janela móvel de 60 meses de operação da usina despachada pelo ONS, sendo que o bônus ou ônus do AjI é reconhecido na RAG anualmente. Esta condição torna o cenário descrito inválido sob a ótica do investidor (no que tange a sua remuneração) sendo que os efeitos são imediatamente absorvidos pelo consumidor, que – logo após a melhoria nas instalações da usina visando aumento da sua disponibilidade – perceberá uma probabilidade maior de receber energia daquele empreendimento.

Com as regras atuais, após o ajuste tarifário anual com o novo valor do AjI, o investidor possui na prática um intervalo de 12 meses para implementar uma melhoria, até a próxima revisão da sua receita, sendo que: quanto antes for feito o investimento, maior poderá ser o reconhecimento (janela móvel 60 meses), mas, em contrapartida, o capital estará imobilizado por mais tempo sem ser remunerado. Esta questão está representada no Gráfico 49.

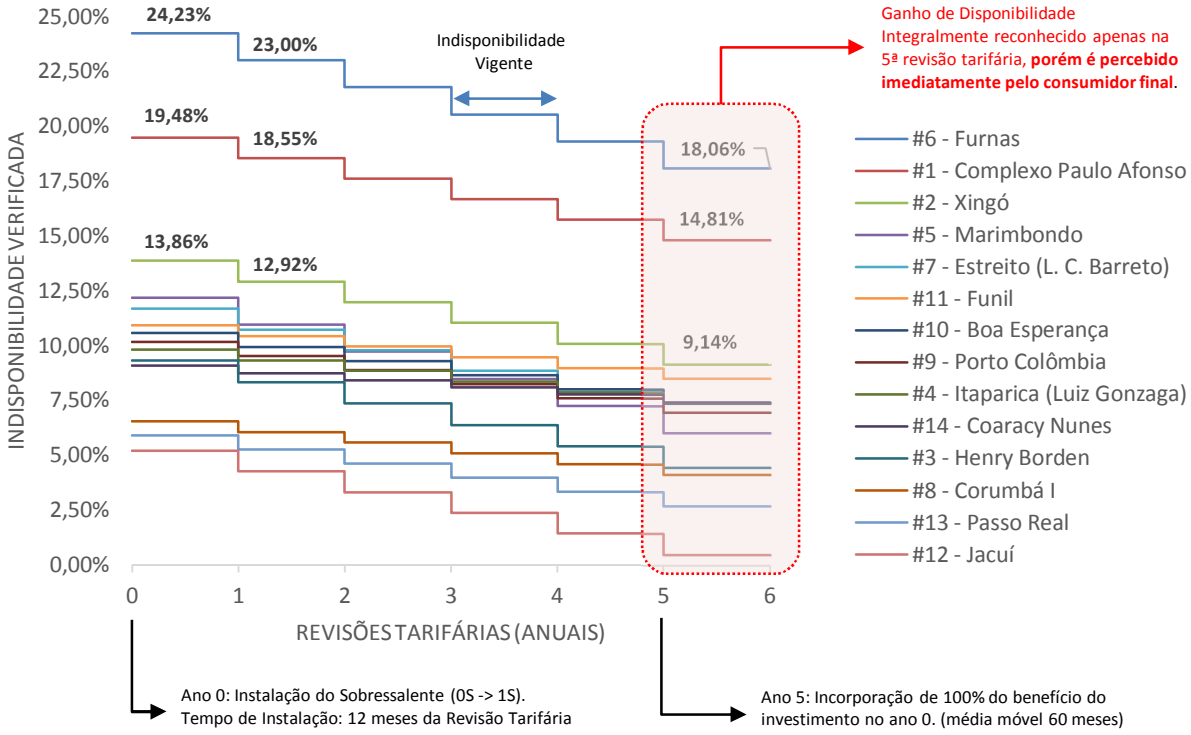
Já no Gráfico 50, mostram-se os degraus do reconhecimento do benefício originado pela inclusão do sobressalente considerando que o investimento foi realizado logo após a revisão da RAG, ou seja, maior tempo com o capital imobilizado sem reconhecimento, mas com um maior impacto na receita na próxima revisão tarifária. Estes dados são o ponto de partida para a análise de retorno do investimento (Payback) na simulação que representa a regulação vigente, conforme Tabela 17 (item 5.A da Figura 32). A outra simulação Tabela 18 (item 5.B da Figura 32), considera o caso de reconhecimento imediato no AjI do benefício, incluindo esta condição no cálculo do Payback. É importante ressaltar que os ganhos calculados em ambas as simulações são relativos, ou seja, são perdas reduzidas ou ganhos aumentados, sem considerar a situação real do caixa e do equilíbrio econômico financeiro do empreendimento.

Gráfico 49 - Data do Investimento em Sobressalente



Fonte: Autor

Gráfico 50 - Tempo para o Reconhecimento Integral do Benefício do Investimento



Fonte: Autor

Tabela 17 - Estudo de Caso 1: Fluxo de Caixa e Payback (Regra Vigente)

Usina Cotista	Indisp. Verificada (0S)	Indisp. Teórica (1S)	Indispisponibilidade Reconhecida (Regra Vigente – Média Móvel 60 Meses)					
			Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5 +
#1	19,48%	14,81%	19,48%	18,55%	17,61%	16,68%	15,74%	14,81%
#2	13,86%	9,14%	13,86%	12,92%	11,97%	11,03%	10,08%	9,14%
#3	9,30%	4,43%	9,30%	8,33%	7,35%	6,38%	5,40%	4,43%
#4	9,81%	7,38%	9,81%	9,32%	8,84%	8,35%	7,87%	7,38%
#5	12,18%	6,01%	12,18%	10,95%	9,71%	8,48%	7,24%	6,01%
#6	24,23%	18,06%	24,23%	23,00%	21,76%	20,53%	19,29%	18,06%
#7	11,67%	6,95%	11,67%	10,73%	9,78%	8,84%	7,89%	6,95%
#8	6,54%	4,11%	6,54%	6,05%	5,57%	5,08%	4,60%	4,11%
#9	10,16%	6,95%	10,16%	9,52%	8,88%	8,23%	7,59%	6,95%
#10	10,58%	7,37%	10,58%	9,94%	9,30%	8,65%	8,01%	7,37%
#11	10,92%	8,49%	10,92%	10,43%	9,95%	9,46%	8,98%	8,49%
#12	5,20%	0,48%	5,20%	4,26%	3,31%	2,37%	1,42%	0,48%
#13	5,89%	2,68%	5,89%	5,25%	4,61%	3,96%	3,32%	2,68%
#14	9,07%	7,43%	9,07%	8,74%	8,41%	8,09%	7,76%	7,43%

Usina Cotista	Indisp. Verificada (0S)	Indisp. Teórica (1S)	Δ Indispisponibilidade Reconhecida (0S – 1S)					
			Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5 +
#1	19,48%	14,81%	0,00%	-0,93%	-1,87%	-2,80%	-3,74%	-4,67%
#2	13,86%	9,14%	0,00%	-0,94%	-1,89%	-2,83%	-3,78%	-4,72%
#3	9,30%	4,43%	0,00%	-0,97%	-1,95%	-2,92%	-3,90%	-4,87%
#4	9,81%	7,38%	0,00%	-0,49%	-0,97%	-1,46%	-1,94%	-2,43%
#5	12,18%	6,01%	0,00%	-1,23%	-2,47%	-3,70%	-4,94%	-6,17%
#6	24,23%	18,06%	0,00%	-1,23%	-2,47%	-3,70%	-4,94%	-6,17%
#7	11,67%	6,95%	0,00%	-0,94%	-1,89%	-2,83%	-3,78%	-4,72%
#8	6,54%	4,11%	0,00%	-0,49%	-0,97%	-1,46%	-1,94%	-2,43%
#9	10,16%	6,95%	0,00%	-0,64%	-1,28%	-1,93%	-2,57%	-3,21%
#10	10,58%	7,37%	0,00%	-0,64%	-1,28%	-1,93%	-2,57%	-3,21%
#11	10,92%	8,49%	0,00%	-0,49%	-0,97%	-1,46%	-1,94%	-2,43%
#12	5,20%	0,48%	0,00%	-0,94%	-1,89%	-2,83%	-3,78%	-4,72%
#13	5,89%	2,68%	0,00%	-0,64%	-1,28%	-1,93%	-2,57%	-3,21%
#14	9,07%	7,43%	0,00%	-0,33%	-0,66%	-0,98%	-1,31%	-1,64%

Usina Cotista	GAG	Ganho Relativo: Multiplicação da GAG pelo módulo do Δ Indisponibilidade Reconhecida.					
		Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5 +
#1	R$ 169.064.966	R$ 0	R$ 1.579.067	R$ 3.158.134	R$ 4.737.200	R$ 6.316.267	R$ 7.895.334
#2	R$ 148.684.913	R$ 0	R$ 1.403.586	R$ 2.807.171	R$ 4.210.757	R$ 5.614.342	R$ 7.017.928
#3	R$ 119.926.038	R$ 0	R$ 1.168.080	R$ 2.336.159	R$ 3.504.239	R$ 4.672.318	R$ 5.840.398
#4	R$ 83.377.357	R$ 0	R$ 405.214	R$ 810.428	R$ 1.215.642	R$ 1.620.856	R$ 2.026.070
#5	R$ 74.573.148	R$ 0	R$ 920.233	R$ 1.840.465	R$ 2.760.698	R$ 3.680.931	R$ 4.601.163
#6	R$ 65.196.277	R$ 0	R$ 804.522	R$ 1.609.044	R$ 2.413.566	R$ 3.218.088	R$ 4.022.610
#7	R$ 57.541.487	R$ 0	R$ 543.192	R$ 1.086.383	R$ 1.629.575	R$ 2.172.767	R$ 2.715.958
#8	R$ 28.541.443	R$ 0	R$ 138.711	R$ 277.423	R$ 416.134	R$ 554.846	R$ 693.557
#9	R$ 25.684.716	R$ 0	R$ 164.896	R$ 329.792	R$ 494.688	R$ 659.584	R$ 824.479
#10	R$ 20.912.317	R$ 0	R$ 134.257	R$ 268.514	R$ 402.771	R$ 537.028	R$ 671.285
#11	R$ 18.992.502	R$ 0	R$ 92.304	R$ 184.607	R$ 276.911	R$ 369.214	R$ 461.518
#12	R$ 17.837.114	R$ 0	R$ 168.382	R$ 336.765	R$ 505.147	R$ 673.529	R$ 841.912
#13	R$ 13.684.849	R$ 0	R$ 87.857	R$ 175.713	R$ 263.570	R$ 351.427	R$ 439.284
#14	R$ 10.187.382	R$ 0	R$ 33.415	R$ 66.829	R$ 100.244	R$ 133.658	R$ 167.073

Usina Cotista	Investimento (ver Tabela 13)	Valor Presente Utilizando o WACC Regulatório (7,16% a.a.)					
		Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
#1	-R$ 18.100.000	R$ 0	R$ 1.473.560	R$ 2.750.205	R$ 3.849.671	R$ 4.789.936	R$ 5.587.364
#2	-R$ 13.000.000	R$ 0	R$ 1.309.804	R$ 2.444.576	R$ 3.421.858	R$ 4.257.631	R$ 4.966.442
#3	-R$ 5.400.000	R$ 0	R$ 1.090.033	R$ 2.034.403	R$ 2.847.709	R$ 3.543.249	R$ 4.133.129
#4	-R$ 7.400.000	R$ 0	R$ 378.139	R$ 705.747	R$ 987.888	R$ 1.229.175	R$ 1.433.808
#5	-R$ 5.700.000	R$ 0	R$ 858.746	R$ 1.602.737	R$ 2.243.473	R$ 2.791.430	R$ 3.256.148
#6	-R$ 4.400.000	R$ 0	R$ 750.767	R$ 1.401.208	R$ 1.961.377	R$ 2.440.434	R$ 2.846.718
#7	-R$ 5.100.000	R$ 0	R$ 506.898	R$ 946.058	R$ 1.324.269	R$ 1.647.716	R$ 1.922.027
#8	-R$ 4.100.000	R$ 0	R$ 129.443	R$ 241.589	R$ 338.170	R$ 420.767	R$ 490.816
#9	-R$ 1.500.000	R$ 0	R$ 153.878	R$ 287.193	R$ 402.006	R$ 500.195	R$ 583.467
#10	-R$ 1.900.000	R$ 0	R$ 125.287	R$ 233.831	R$ 327.311	R$ 407.255	R$ 475.055
#11	-R$ 1.700.000	R$ 0	R$ 86.136	R$ 160.762	R$ 225.031	R$ 279.993	R$ 326.607
#12	-R$ 600.000	R$ 0	R$ 157.132	R$ 293.266	R$ 410.506	R$ 510.770	R$ 595.804
#13	-R$ 2.100.000	R$ 0	R$ 81.986	R$ 153.017	R$ 214.190	R$ 266.504	R$ 310.872
#14	-R$ 1.100.000	R$ 0	R$ 31.182	R$ 58.197	R$ 81.463	R$ 101.360	R$ 118.234

Usina Cotista	Investimento (ver Tabela 13)	Fluxo de Caixa / Payback							Break Even
		Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano n	
#1	-R$ 18.100.000	-R$ 18.100.000	-R$ 16.626.440	-R$ 13.876.235	-R$ 10.026.564	-R$ 5.236.628	**R$ 350.736**	...	Ano 5
#2	-R$ 13.000.000	-R$ 13.000.000	-R$ 11.690.196	-R$ 9.245.621	-R$ 5.823.762	-R$ 1.566.131	**R$ 3.400.311**	...	Ano 5
#3	-R$ 5.400.000	-R$ 5.400.000	-R$ 4.309.967	-R$ 2.275.564	**R$ 572.145**	R$ 4.115.394	R$ 8.248.522	...	Ano 3
#4	-R$ 7.400.000	-R$ 7.400.000	-R$ 7.021.861	-R$ 6.316.114	-R$ 5.328.226	-R$ 4.099.052	-R$ 2.665.244	...	Ano 8
#5	-R$ 5.700.000	-R$ 5.700.000	-R$ 4.841.254	-R$ 3.238.517	-R$ 995.044	**R$ 1.796.386**	R$ 5.052.534	...	Ano 4
#6	-R$ 4.400.000	-R$ 4.400.000	-R$ 3.649.233	-R$ 2.248.025	-R$ 286.648	**R$ 2.153.786**	R$ 5.000.504	...	Ano 4
#7	-R$ 5.100.000	-R$ 5.100.000	-R$ 4.593.102	-R$ 3.647.044	-R$ 2.322.775	-R$ 675.060	**R$ 1.246.967**	...	Ano 5
#8	-R$ 4.100.000	-R$ 4.100.000	-R$ 3.970.557	-R$ 3.728.968	-R$ 3.390.798	-R$ 2.970.031	-R$ 2.479.215	...	Ano 12
#9	-R$ 1.500.000	-R$ 1.500.000	-R$ 1.346.122	-R$ 1.058.928	-R$ 656.922	-R$ 156.728	**R$ 426.739**	...	Ano 5
#10	-R$ 1.900.000	-R$ 1.900.000	-R$ 1.774.713	-R$ 1.540.883	-R$ 1.213.572	-R$ 806.317	-R$ 331.262	...	Ano 6
#11	-R$ 1.700.000	-R$ 1.700.000	-R$ 1.613.864	-R$ 1.453.102	-R$ 1.228.071	-R$ 948.078	-R$ 621.471	...	Ano 8
#12	-R$ 600.000	-R$ 600.000	-R$ 442.868	-R$ 149.603	**R$ 260.904**	R$ 771.674	R$ 1.367.478	...	Ano 3
#13	-R$ 2.100.000	-R$ 2.100.000	-R$ 2.018.014	-R$ 1.864.997	-R$ 1.650.807	-R$ 1.384.303	-R$ 1.073.431	...	Ano 10
#14	-R$ 1.100.000	-R$ 1.100.000	-R$ 1.068.818	-R$ 1.010.621	-R$ 929.158	-R$ 827.798	-R$ 709.564	...	Ano 14

Fonte: Autor

Tabela 18 - Estudo de Caso 1: Fluxo de Caixa e Payback (Reconhecimento Imediato)

Usina Cotista	Indisp. Verificada (0S)	Indisp. Teórica (1S)	Indispisponibilidade Reconhecida (Caso o reconhecimento fosse imediato)					
			Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5 +
#1	19,48%	14,81%	14,81%	14,81%	14,81%	14,81%	14,81%	14,81%
#2	13,86%	9,14%	9,14%	9,14%	9,14%	9,14%	9,14%	9,14%
#3	9,30%	4,43%	4,43%	4,43%	4,43%	4,43%	4,43%	4,43%
#4	9,81%	7,38%	7,38%	7,38%	7,38%	7,38%	7,38%	7,38%
#5	12,18%	6,01%	6,01%	6,01%	6,01%	6,01%	6,01%	6,01%
#6	24,23%	18,06%	18,06%	18,06%	18,06%	18,06%	18,06%	18,06%
#7	11,67%	6,95%	6,95%	6,95%	6,95%	6,95%	6,95%	6,95%
#8	6,54%	4,11%	4,11%	4,11%	4,11%	4,11%	4,11%	4,11%
#9	10,16%	6,95%	6,95%	6,95%	6,95%	6,95%	6,95%	6,95%
#10	10,58%	7,37%	7,37%	7,37%	7,37%	7,37%	7,37%	7,37%
#11	10,92%	8,49%	8,49%	8,49%	8,49%	8,49%	8,49%	8,49%
#12	5,20%	0,48%	0,48%	0,48%	0,48%	0,48%	0,48%	0,48%
#13	5,89%	2,68%	2,68%	2,68%	2,68%	2,68%	2,68%	2,68%
#14	9,07%	7,43%	7,43%	7,43%	7,43%	7,43%	7,43%	7,43%

Usina Cotista	Indisp. Verificada (0S)	Indisp. Teórica (1S)	Δ Indispisponibilidade Reconhecida (0S – 1S)					
			Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5 +
#1	19,48%	14,81%	-4,67%	-4,67%	-4,67%	-4,67%	-4,67%	-4,67%
#2	13,86%	9,14%	-4,72%	-4,72%	-4,72%	-4,72%	-4,72%	-4,72%
#3	9,30%	4,43%	-4,87%	-4,87%	-4,87%	-4,87%	-4,87%	-4,87%
#4	9,81%	7,38%	-2,43%	-2,43%	-2,43%	-2,43%	-2,43%	-2,43%
#5	12,18%	6,01%	-6,17%	-6,17%	-6,17%	-6,17%	-6,17%	-6,17%
#6	24,23%	18,06%	-6,17%	-6,17%	-6,17%	-6,17%	-6,17%	-6,17%
#7	11,67%	6,95%	-4,72%	-4,72%	-4,72%	-4,72%	-4,72%	-4,72%
#8	6,54%	4,11%	-2,43%	-2,43%	-2,43%	-2,43%	-2,43%	-2,43%
#9	10,16%	6,95%	-3,21%	-3,21%	-3,21%	-3,21%	-3,21%	-3,21%
#10	10,58%	7,37%	-3,21%	-3,21%	-3,21%	-3,21%	-3,21%	-3,21%
#11	10,92%	8,49%	-2,43%	-2,43%	-2,43%	-2,43%	-2,43%	-2,43%
#12	5,20%	0,48%	-4,72%	-4,72%	-4,72%	-4,72%	-4,72%	-4,72%
#13	5,89%	2,68%	-3,21%	-3,21%	-3,21%	-3,21%	-3,21%	-3,21%
#14	9,07%	7,43%	-1,64%	-1,64%	-1,64%	-1,64%	-1,64%	-1,64%

Usina Cotista	GAG	Ganho Relativo: Multiplicação da GAG pelo módulo do Δ Indisponibilidade Reconhecida.					
		Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5 +
#1	R$ 169.064.966	R$ 7.895.334	R$ 7.895.334	R$ 7.895.334	R$ 7.895.334	R$ 7.895.334	R$ 7.895.334
#2	R$ 148.684.913	R$ 7.017.928	R$ 7.017.928	R$ 7.017.928	R$ 7.017.928	R$ 7.017.928	R$ 7.017.928
#3	R$ 119.926.038	R$ 5.840.398	R$ 5.840.398	R$ 5.840.398	R$ 5.840.398	R$ 5.840.398	R$ 5.840.398
#4	R$ 83.377.357	R$ 2.026.070	R$ 2.026.070	R$ 2.026.070	R$ 2.026.070	R$ 2.026.070	R$ 2.026.070
#5	R$ 74.573.148	R$ 4.601.163	R$ 4.601.163	R$ 4.601.163	R$ 4.601.163	R$ 4.601.163	R$ 4.601.163
#6	R$ 65.196.277	R$ 4.022.610	R$ 4.022.610	R$ 4.022.610	R$ 4.022.610	R$ 4.022.610	R$ 4.022.610
#7	R$ 57.541.487	R$ 2.715.958	R$ 2.715.958	R$ 2.715.958	R$ 2.715.958	R$ 2.715.958	R$ 2.715.958
#8	R$ 28.541.443	R$ 693.557	R$ 693.557	R$ 693.557	R$ 693.557	R$ 693.557	R$ 693.557
#9	R$ 25.684.716	R$ 824.479	R$ 824.479	R$ 824.479	R$ 824.479	R$ 824.479	R$ 824.479
#10	R$ 20.912.317	R$ 671.285	R$ 671.285	R$ 671.285	R$ 671.285	R$ 671.285	R$ 671.285
#11	R$ 18.992.502	R$ 461.518	R$ 461.518	R$ 461.518	R$ 461.518	R$ 461.518	R$ 461.518
#12	R$ 17.837.114	R$ 841.912	R$ 841.912	R$ 841.912	R$ 841.912	R$ 841.912	R$ 841.912
#13	R$ 13.684.849	R$ 439.284	R$ 439.284	R$ 439.284	R$ 439.284	R$ 439.284	R$ 439.284
#14	R$ 10.187.382	R$ 167.073	R$ 167.073	R$ 167.073	R$ 167.073	R$ 167.073	R$ 167.073

Usina Cotista	Investimento (ver Tabela 13)	Valor Presente Utilizando o WACC Regulatório (7,16% a.a.)					
		Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
#1	-R$ 18.100.000	R$ 7.895.334	R$ 7.367.799	R$ 6.875.513	R$ 6.416.119	R$ 5.987.419	R$ 5.587.364
#2	-R$ 13.000.000	R$ 7.017.928	R$ 6.549.018	R$ 6.111.439	R$ 5.703.097	R$ 5.322.039	R$ 4.966.442
#3	-R$ 5.400.000	R$ 5.840.398	R$ 5.450.166	R$ 5.086.008	R$ 4.746.181	R$ 4.429.061	R$ 4.133.129
#4	-R$ 7.400.000	R$ 2.026.070	R$ 1.890.696	R$ 1.764.367	R$ 1.646.479	R$ 1.536.468	R$ 1.433.808
#5	-R$ 5.700.000	R$ 4.601.163	R$ 4.293.732	R$ 4.006.842	R$ 3.739.121	R$ 3.489.288	R$ 3.256.148
#6	-R$ 4.400.000	R$ 4.022.610	R$ 3.753.836	R$ 3.503.019	R$ 3.268.962	R$ 3.050.543	R$ 2.846.718
#7	-R$ 5.100.000	R$ 2.715.958	R$ 2.534.489	R$ 2.365.144	R$ 2.207.115	R$ 2.059.644	R$ 1.922.027
#8	-R$ 4.100.000	R$ 693.557	R$ 647.216	R$ 603.972	R$ 563.617	R$ 525.958	R$ 490.816
#9	-R$ 1.500.000	R$ 824.479	R$ 769.391	R$ 717.983	R$ 670.011	R$ 625.243	R$ 583.467
#10	-R$ 1.900.000	R$ 671.285	R$ 626.433	R$ 584.577	R$ 545.518	R$ 509.069	R$ 475.055
#11	-R$ 1.700.000	R$ 461.518	R$ 430.681	R$ 401.905	R$ 375.051	R$ 349.992	R$ 326.607
#12	-R$ 600.000	R$ 841.912	R$ 785.659	R$ 733.164	R$ 684.177	R$ 638.463	R$ 595.804
#13	-R$ 2.100.000	R$ 439.284	R$ 409.932	R$ 382.542	R$ 356.983	R$ 333.130	R$ 310.872
#14	-R$ 1.100.000	R$ 167.073	R$ 155.910	R$ 145.493	R$ 135.771	R$ 126.700	R$ 118.234

Usina Cotista	Investimento (ver Tabela 13)	Fluxo de Caixa / Payback							Break Even
		Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano n	
#1	-R$ 18.100.000	-R$ 10.204.666	-R$ 2.836.867	**R$ 4.038.646**	R$ 10.454.765	R$ 16.442.184	R$ 22.029.548	...	**Ano 2**
#2	-R$ 13.000.000	-R$ 5.982.072	**R$ 566.946**	R$ 6.678.385	R$ 12.381.483	R$ 17.703.522	R$ 22.669.964	...	**Ano 1**
#3	-R$ 5.400.000	**R$ 440.398**	R$ 5.890.564	R$ 10.976.572	R$ 15.722.754	R$ 20.151.814	R$ 24.284.943	...	**Ano 0**
#4	-R$ 7.400.000	-R$ 5.373.930	-R$ 3.483.234	-R$ 1.718.867	-R$ 72.388	**R$ 1.464.081**	R$ 2.897.888	...	**Ano 4**
#5	-R$ 5.700.000	-R$ 1.098.837	**R$ 3.194.895**	R$ 7.201.737	R$ 10.940.858	R$ 14.430.146	R$ 17.686.294	...	**Ano 1**
#6	-R$ 4.400.000	-R$ 377.390	**R$ 3.376.446**	R$ 6.879.465	R$ 10.148.427	R$ 13.198.970	R$ 16.045.688	...	**Ano 1**
#7	-R$ 5.100.000	-R$ 2.384.042	**R$ 150.447**	R$ 2.515.591	R$ 4.722.706	R$ 6.782.351	R$ 8.704.378	...	**Ano 1**
#8	-R$ 4.100.000	-R$ 3.406.443	-R$ 2.759.227	-R$ 2.155.255	-R$ 1.591.638	-R$ 1.065.679	-R$ 574.863	...	**Ano 7**
#9	-R$ 1.500.000	-R$ 675.521	**R$ 93.870**	R$ 811.854	R$ 1.481.864	R$ 2.107.108	R$ 2.690.575	...	**Ano 1**
#10	-R$ 1.900.000	-R$ 1.228.715	-R$ 602.282	-R$ 17.705	**R$ 527.813**	R$ 1.036.882	R$ 1.511.937	...	**Ano 3**
#11	-R$ 1.700.000	-R$ 1.238.482	-R$ 807.801	-R$ 405.897	-R$ 30.845	**R$ 319.146**	R$ 645.753	...	**Ano 4**
#12	-R$ 600.000	R$ 241.912	R$ 1.027.570	R$ 1.760.734	R$ 2.444.911	R$ 3.083.375	R$ 3.679.178	...	**Ano 0**
#13	-R$ 2.100.000	-R$ 1.660.716	-R$ 1.250.784	-R$ 868.241	-R$ 511.259	-R$ 178.129	**R$ 132.743**	...	**Ano 5**
#14	-R$ 1.100.000	-R$ 932.927	-R$ 777.017	-R$ 631.524	-R$ 495.753	-R$ 369.053	-R$ 250.819	...	**Ano 8**

Fonte: Autor

Para o caso 5.A (Regra Atual), com base as premissas e hipóteses descritas em seção anterior, os tempos de retorno do investimento considerando o ganho relativo de disponibilidade, valorado como um percentual da GAG e reconhecido de forma gradual variaram de 3 anos (Henry Borden e Jacuí) a 14 anos (Coaracy Nunes). Já para o caso comparativo hipotético 5.B, em que os benefícios seriam reconhecidos imediatamente na tarifa, os retornos para as mesmas usinas são de 0 (imediato) e 8 anos, respectivamente. A Tabela 19 traz a comparação dos resultados obtidos.

Tabela 19 - Estudo de Caso 1: 5.A e 5.B – Comparação dos Paybacks

Usina Cotista	Investimento	Break Even Regra Atual 5.A	Break Even Reconhecimento Imediato 5.B
#1 - Complexo Paulo Afonso	-R$ 18.100.000	**Ano 5**	**Ano 2**
#2 - Xingó	-R$ 13.000.000	**Ano 5**	**Ano 1**
#3 - Henry Borden	-R$ 5.400.000	**Ano 3**	**Ano 0**
#4 - Itaparica (Luiz Gonzaga)	-R$ 7.400.000	**Ano 8**	**Ano 4**
#5 - Marimbondo	-R$ 5.700.000	**Ano 4**	**Ano 1**
#6 - Furnas	-R$ 4.400.000	**Ano 4**	**Ano 1**
#7 - Estreito (L. C. Barreto)	-R$ 5.100.000	**Ano 5**	**Ano 1**
#8 - Corumbá I	-R$ 4.100.000	**Ano 12**	**Ano 7**
#9 - Porto Colômbia	-R$ 1.500.000	**Ano 5**	**Ano 1**
#10 - Boa Esperança	-R$ 1.900.000	**Ano 6**	**Ano 3**
#11 - Funil	-R$ 1.700.000	**Ano 8**	**Ano 4**
#12 - Jacuí	-R$ 600.000	**Ano 3**	**Ano 0**
#13 - Passo Real	-R$ 2.100.000	**Ano 10**	**Ano 5**
#14 - Coaracy Nunes	-R$ 1.100.000	**Ano 14**	**Ano 8**

Fonte: Autor

Apesar dos resultados deste estudo de caso demonstrarem uma expectativa de remuneração adequada para a alocação de recursos em investimentos de equipamentos e peças sobressalentes para as usinas cotistas, os benefícios percebidos pelos consumidores são imediatos, enquanto que para o investidor possuem uma constante de tempo elevada de até 5 anos para o reconhecimento da melhoria implementada em sua tarifa. Esta assimetria, quando analisada sob a ótica da estratégia empresarial, possui alto risco e pouco retorno para o investidor pois – uma vez que as usinas cotistas já estão se encaminhando para o fim da vida útil – a tendência é que mesmo com os ganhos relativos com a implementação desta melhoria, o sistema como um todo deverá piorar a sua disponibilidade, pelo envelhecimento natural dos demais componentes. Este mesmo motivo torna complexa a aferição dos benefícios para reconhecimento de investimentos realizados em conformidade com as regras estabelecidas no submódulo 12.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), na tentativa de enquadrar tais intervenções como "obras e equipamentos destinados a diminuir a indisponibilidade das instalações", adicionando o risco de glosa pelo regulador e consequentemente desestimulando investimentos desta natureza.

6 Estudo de Caso 2 – Avaliação dos Impactos Sistêmicos

6.1 Introdução

O objetivo deste capítulo é avaliar os impactos sistêmicos do aumento das taxas de falha das unidades geradoras cotistas em diferentes condições hidrológicas. Para isso foram realizadas duas simulações com software NEWAVE, utilizando como base os arquivos originais para o cálculo do planejamento mensal da operação (PMO) de Janeiro de 2015, que abrange não só um episódio hidrológico severo (ano 2015), mas também de "bonança" hidrológica (de 2017 a 2019). Os resultados são analisados no item 6.3 deste capítulo, olhando para o custo total de operação do sistema; para o custo marginal de operação em cada um dos quatro submercados; para o risco de déficit de suprimento e para a energia armazenada final do sistema – comparando um cenário base (original) com um alterado (representando o aumento da indisponibilidade).

6.2 Premissas

Para o cenário base, os arquivos de entrada são aqueles utilizados para o cálculo do PMO de Janeiro de 2015. A partir destes arquivos é criado um cenário alterado com valores de TEIF e TEIP, das usinas geradoras cotistas, aumentados em 100%, visando simular o aumento das taxa de falhas destas unidades. Os dados modificados estão representados na Tabela 20.

Tabela 20 - Estudo de Caso 2: Entradas NEWAVE

Usinas Cotistas	Cenário Base*		Cenário Alterado**	
	TEIF(%)	IP(%)	TEIF(%)	IP(%)
FURNAS	9,08	12,57	18,16	25,14
ESTREITO	4,22	11,99	8,44	23,98
P. COLOMBIA	2,22	6,00	4,44	12,00
MARIMBONDO	0,98	3,87	1,96	7,74
CORUMBA I	0,94	2,35	1,88	4,70
PASSO REAL	0,83	6,41	1,66	12,82
JACUI	0,71	2,95	1,42	5,90
HENRY BORDEN	4,86	10,02	9,72	20,04
ITAPARICA	3,04	3,23	6,08	6,46
P.AFONSO 123	2,22	18,22	4,44	36,44
P.AFONSO 4	2,22	18,22	4,44	36,44
XINGO	1,25	1,55	2,5	3,10
B. ESPERANCA	0,33	14,04	0,66	28,08
COARACY NUNE	2,08	6,30	4,16	12,60

***Arquivos Cenário Base:** Deck do PMO Janeiro de 2015
***Arquivos Cenário Alterado:** Deck do PMO Janeiro de 2015, com TEIF/IP das cotistas = 2 x Cenário Base

Fonte: Autor

6.3 Resultados e Análises

Após executar o programa NEWAVE para os dois cenários, os dados dos arquivos de saída representados no Quadro 18 foram trabalhados para demonstrar os efeitos nos períodos de "bonança" hidrológica e em uma sequência hidrológica severa da piora dos índices de disponibilidade das usinas cotistas.

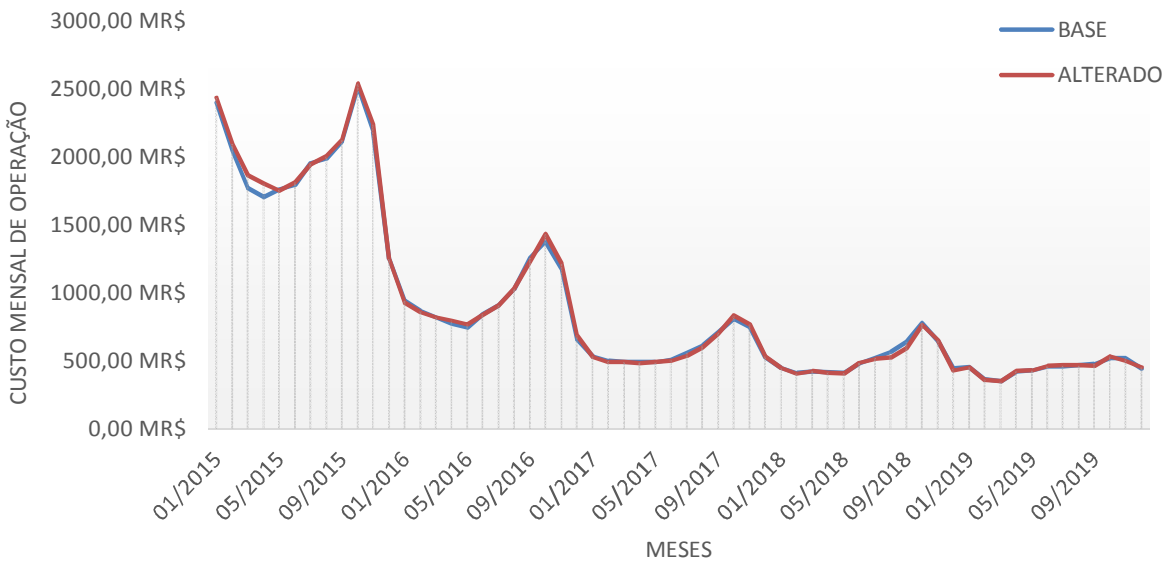
Quadro 18 - Arquivos de Saída Analisados (NEWAVE)

Arquivo	Descrição
coper.out	Custo de Operação do Sistema.
cmarg0X.out	Custo Marginal de Operação do Subsistema X.
def0XpY.out	Déficit de Suprimento no Submercado X, Patamar Y.
earmf0X.out	Energia Armazenada Final no Submercado X.

Fonte: Autor

Analisando-se o comportamento do custo mensal total de operação do sistema para um horizonte de cinco anos, representados no Gráfico 51, não há uma diferença significativa dos custos incorridos em ambos os cenários, com exceção do período de 2015, quando estava impresso ao sistema brasileiro um período hidrológico crítico – sendo que neste momento a disponibilidade marginal das hidrelétricas impactam na confiabilidade e nos custos de operação.

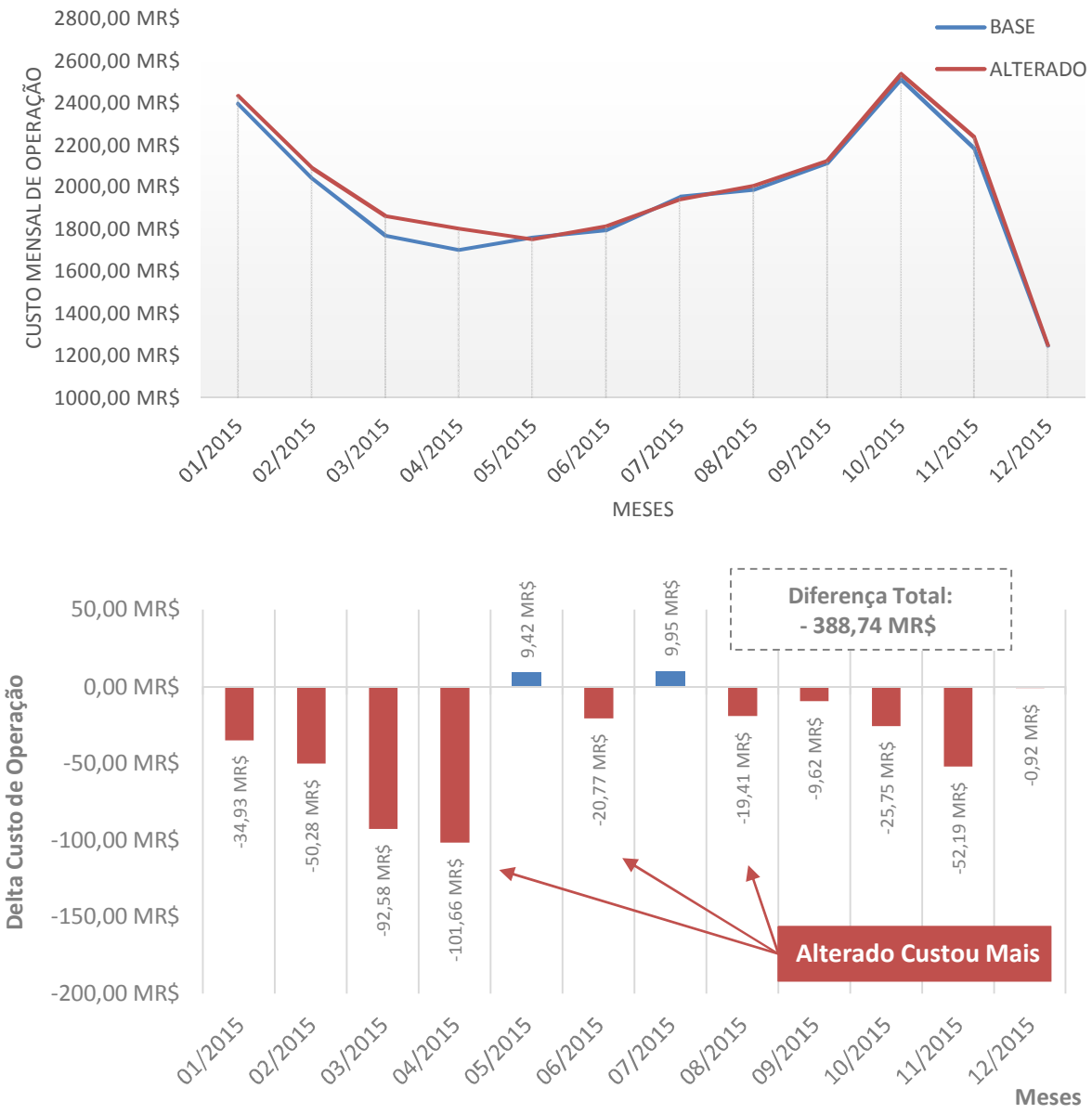
Gráfico 51 - Custo Mensal de Operação (Horizonte de 5 anos)



Fonte: Autor (Saídas NEWAVE)

No Gráfico 52 está representado o custo de operação do sistema no ano de 2015 e a diferença mensal ente o cenário base e o cenário alterado. Em 10 dos 12 meses deste ano o custo de operação previsto seria superior no caso em que as usinas cotistas estão mais indisponíveis. Apesar de sutil, o somatório mensal das diferenças dos custos entre os cenários é de R$ 388 milhões de reais para este ano. Este valor representaria aproximadamente 45% da soma da RAG destas mesmas usinas homologadas para o ano de 2016/2017, que foi da ordem de R$ 854 milhões de reais (Tabela 6, página 45).

Gráfico 52 - Custo Mensal de Operação (Ano de 2015)



Fonte: Autor (Saídas NEWAVE)

Já na Tabela 21 há uma comparação do risco do não suprimento (déficit de energia) em cada um dos 4 patamares de carga e em cada um dos 4 submercados (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Norte, Nordeste), entre os dois cenários. A princípio, a segurança média global de suprimento do sistema não foi afetada com a piora dos índices de disponibilidade das usinas cotistas. Porém, cabe ressaltar que não foi realizado um estudo de confiabilidade operativa do sistema que pudesse representar os desafios operacionais localizados, decorrentes das falhas crescentes destas usinas. É de se esperar que a saída de grandes blocos de geração hidráulica cause cortes regionais de suprimento, o que por si só justifica uma investigação mais profunda.

Tabela 21 - Estudo de Caso 2: Risco de Déficit (Horizonte 5 anos)

Comparação do Risco de Déficit - PMO Jan/15

Risco de Deficit - Cenário "Base - Alterado"				
SE/CO	Patamar 1	Patamar 2	Patamar 3	Patamar 4
2015	0,21%	0,01%	0,02%	0,03%
2016	-0,05%	0,03%	0,03%	-0,02%
2017	0,03%	-0,02%	0,01%	0,01%
2018	-0,02%	-0,03%	0,00%	0,00%
2019	-0,02%	-0,01%	0,00%	0,00%
S	Patamar 1	Patamar 2	Patamar 3	Patamar 4
2015	-0,27%	-0,03%	0,03%	0,00%
2016	0,10%	0,10%	0,03%	0,01%
2017	-0,05%	-0,05%	-0,03%	0,01%
2018	-0,20%	-0,03%	0,00%	0,00%
2019	0,08%	0,00%	0,00%	0,00%
N	Patamar 1	Patamar 2	Patamar 3	Patamar 4
2015	0,08%	-0,01%	-0,01%	0,00%
2016	0,02%	0,00%	-0,01%	0,00%
2017	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
2018	-0,02%	0,00%	0,00%	0,00%
2019	-0,01%	0,00%	0,00%	0,00%
NE	Patamar 1	Patamar 2	Patamar 3	Patamar 4
2015	0,03%	-0,03%	-0,02%	-0,01%
2016	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%
2017	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
2018	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
2019	-0,01%	0,00%	0,00%	0,00%

Risco de Deficit - Cenário Base				
SE/CO	Patamar 1	Patamar 2	Patamar 3	Patamar 4
2015	6,98%	1,99%	0,30%	0,08%
2016	2,00%	0,62%	0,19%	0,06%
2017	0,96%	0,34%	0,10%	0,03%
2018	0,50%	0,23%	0,08%	0,02%
2019	0,08%	0,03%	0,00%	0,00%
S	Patamar 1	Patamar 2	Patamar 3	Patamar 4
2015	7,07%	2,08%	0,30%	0,00%
2016	2,73%	1,10%	0,30%	0,03%
2017	1,15%	0,43%	0,10%	0,01%
2018	0,54%	0,28%	0,08%	0,01%
2019	0,25%	0,04%	0,01%	0,00%
N	Patamar 1	Patamar 2	Patamar 3	Patamar 4
2015	2,75%	0,62%	0,06%	0,00%
2016	0,42%	0,14%	0,02%	0,00%
2017	0,10%	0,02%	0,01%	0,00%
2018	0,20%	0,10%	0,00%	0,00%
2019	0,04%	0,02%	0,00%	0,00%
NE	Patamar 1	Patamar 2	Patamar 3	Patamar 4
2015	2,02%	0,52%	0,05%	0,00%
2016	0,33%	0,11%	0,02%	0,00%
2017	0,09%	0,02%	0,01%	0,00%
2018	0,20%	0,09%	0,01%	0,00%
2019	0,04%	0,03%	0,00%	0,00%

Risco de Deficit - Cenário Alterado				
SE/CO	Patamar 1	Patamar 2	Patamar 3	Patamar 4
2015	6,77%	1,98%	0,28%	0,05%
2016	2,06%	0,59%	0,17%	0,08%
2017	0,93%	0,36%	0,08%	0,02%
2018	0,52%	0,26%	0,08%	0,03%
2019	0,10%	0,04%	0,01%	0,00%
S	Patamar 1	Patamar 2	Patamar 3	Patamar 4
2015	7,34%	2,11%	0,27%	0,00%
2016	2,63%	1,00%	0,28%	0,03%
2017	1,20%	0,47%	0,13%	0,00%
2018	0,75%	0,30%	0,08%	0,00%
2019	0,17%	0,04%	0,01%	0,00%
N	Patamar 1	Patamar 2	Patamar 3	Patamar 4
2015	2,67%	0,63%	0,07%	0,00%
2016	0,40%	0,13%	0,03%	0,00%
2017	0,10%	0,03%	0,01%	0,00%
2018	0,21%	0,10%	0,00%	0,00%
2019	0,05%	0,02%	0,00%	0,00%
NE	Patamar 1	Patamar 2	Patamar 3	Patamar 4
2015	1,99%	0,55%	0,07%	0,01%
2016	0,32%	0,12%	0,01%	0,00%
2017	0,09%	0,02%	0,01%	0,00%
2018	0,20%	0,08%	0,01%	0,00%
2019	0,05%	0,02%	0,00%	0,00%

Vermelho: Aumento no Risco de Déficit
Amarelo: Neutro
Verde: Redução no Risco de Déficit

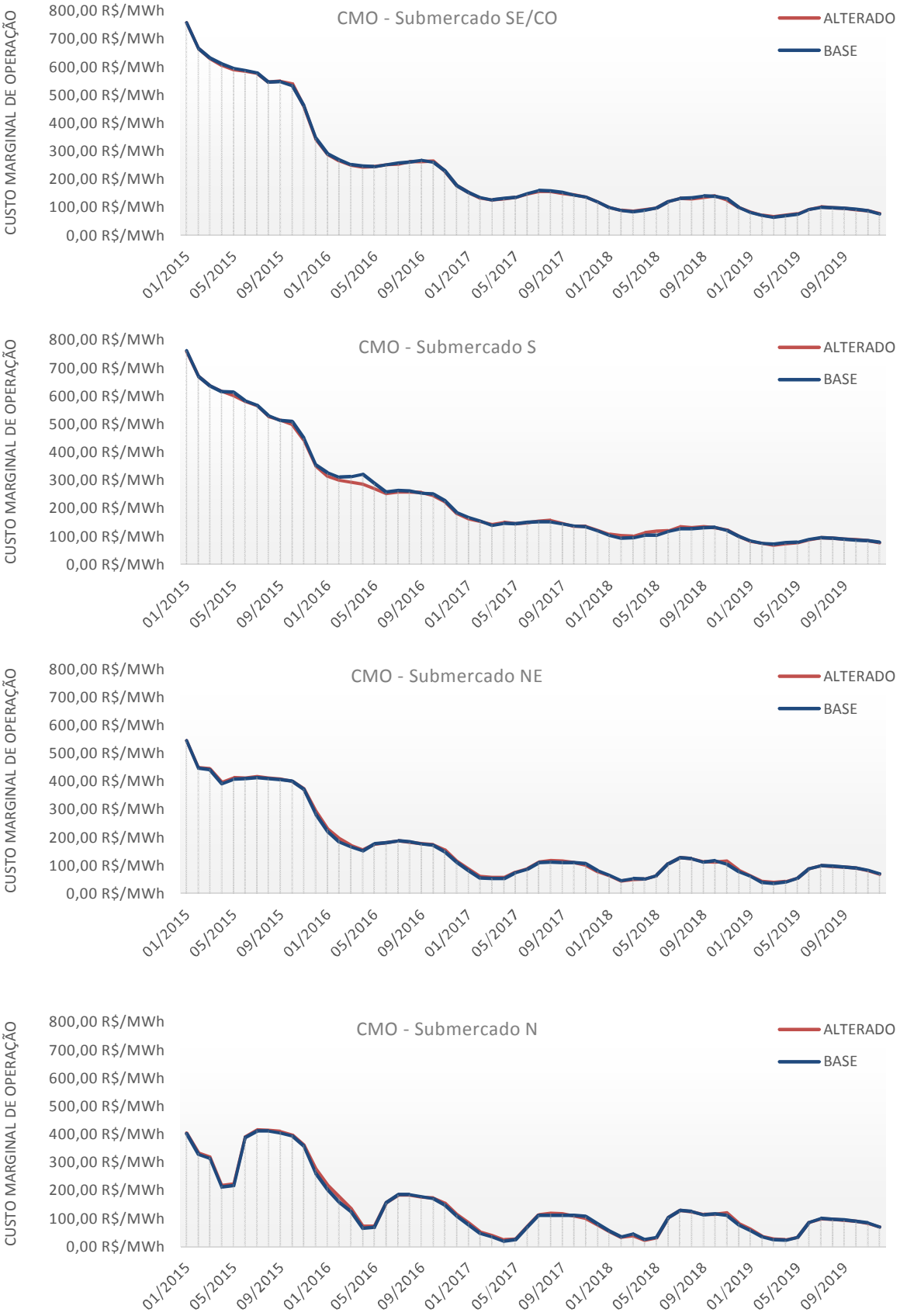
Patamares - RC = Redução de Carga (%)	
Patamar 1	Patamar 2
0 < RC ≤ 5	5 < RC ≤ 10

Patamares - RC = Redução de Carga (%)	
Patamar 3	Patamar 4
10 < RC ≤ 20	20 < RC

Fonte: Autor (Saídas NEWAVE)

No Gráfico 53 está representado o custo marginal operação (CMO) de cada subsistema, para cada um dos meses do horizonte de 5 anos de análise (2015 à 2019). Para estes casos não houve uma diferença significativa entre os cenários analisados.

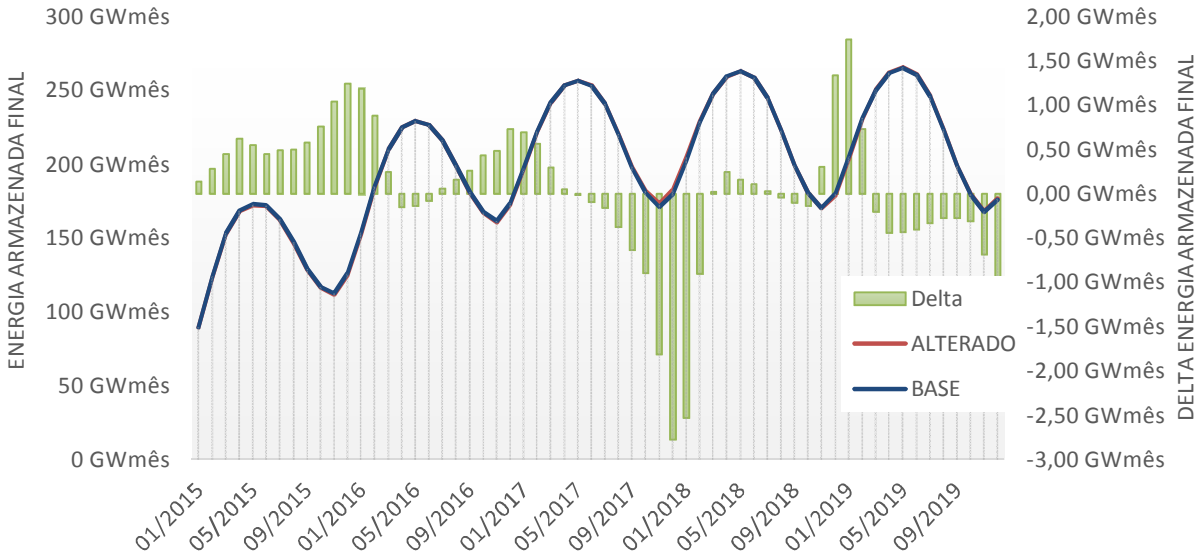
Gráfico 53 - Custo Marginal de Operação (Horizonte de 5 anos)



Fonte: Autor (Saídas NEWAVE)

Por fim, no Gráfico 54 está representada a quantidade de energia armazenada nos reservatórios do sistema interligado nacional ao final de cada mês de operação do horizonte de 5 anos de análise. Nota-se, novamente, que o planejamento da operação implementado se adaptou às variações de disponibilidade das usinas cotistas, sendo que o perfil de armazenamento de energia se manteve similar em ambos os cenários.

Gráfico 54 - Energia Armazenada Final (Horizonte de 5 anos)



Fonte: Autor (Saídas NEWAVE)

Mesmo que a influência das taxas de falha das usinas cotistas analisadas nos parâmetros ligados à avaliação energética do SIN não pareçam ser tão relevantes (exceto pelo custo total de operação, cuja diferença pode ser importante, dependendo do episódio hidrológico), não convém deixar que ocorra uma deterioração sistemática das condições operativas das unidades geradoras, devendo-se, portanto, manter incentivos que induzam os agentes a preservar o desempenho e a disponibilidade de suas plantas e de suas unidades. A falta de incentivos corretos para a manutenção das boas condições destes ativos pode parecer pouco importante quando se analisa os impactos sistêmicos de uma piora significativa, mas não "terminal", destes ativos, conforme demonstrado nas simulações deste capítulo. Entretanto, com o passar do tempo, estes ativos se tornam vulneráveis ("bombas-relógio" sistêmicas), prestes a deixarem de operar até que uma intervenção mais severa e custosa tenha que ser realizada.

7 Considerações Finais

7.1 Conclusão

Este trabalho apresentou uma análise técnica, regulatória e conceitual sobre a qualidade do serviço prestado pelas usinas hidrelétricas cotistas, cujas concessões foram renovadas de acordo com o aparato jurídico definido pela Lei 12.783/13 e demais documentos legais.

No Capítulo 2, que trata das questões regulatórias, mostrou-se que mais da metade das 37 usinas que renovaram as concessões e estão em regime de cotas foram penalizadas através da execução do Ajuste pela Indisponibilidade na última homologação das revisões tarifárias para os anos 2016/2017. Em alguns casos, a penalidade foi limitada pelo valor máximo permitido, de 10% da GAG-0&M. Com isso, a remuneração pela gestão dos ativos para estes casos é nula, pois seu cálculo é exatamente o mesmo percentual de 10% da GAG.

Considerando que estes empreendimentos são essencialmente antigos, com mais de 30 anos de operação, é esperado que muitos componentes apresentem um aumento da frequência de falhas e no seu tempo de reparo, seja pelo envelhecimento ou obsolescência dos componentes, o que aumentaria de forma significativa a indisponibilidade da planta de geração, acentuando-se com o passar dos anos, caso não haja reformas parciais ou totais em seus equipamentos. Os principais componentes das Usinas Hidrelétricas e seus sistemas foram apresentados no Capítulo 3.

A dinâmica que considerada o envelhecimento dos ativos foi definida no Capítulos 4 e aplicada para um caso exemplo no Capítulo 5, utilizando Processos Contínuos de Markov para reproduzir cenários que representavam o aumento das taxas de falha, reparo e instalação, em condições com e sem sobressalentes disponíveis. O resultado destas simulações demonstrou que a indisponibilidade do sistema pode ser atenuada caso haja um almoxarifado disponível ou com a renovação/substituição dos componentes, trazendo-os novamente para o início da vida-útil. No final do Capítulo 5, uma análise técnica-financeira-empresarial foi feita, verificando os ganhos relativos do investimento em sobressalentes e os tempos de retorno do investimento.

No Capítulo 6, uma avaliação dos impactos sistêmicos com aumento das taxas de falha das unidades geradoras cotistas em diferentes condições hidrológicas foi feita, utilizando-se o software NEWAVE para modelagem e simulação do sistema elétrico brasileiro. Foi demonstrado que, apesar da deterioração destas usinas não parecer influenciar nos índices de avaliação energética do SIN, a falta da implementação de políticas de incentivo para garantir a

qualidade do suprimento e as boas condições destes ativos pode aumentar os custos operacionais do sistema e, no limite, diminuir de forma crítica a confiabilidade operativa do sistema (considerando a saída sistemática e a aceleração da deterioração terminal deste ativos).

Estes casos demonstram que há uma falha no sinal dado pelo Regulador para a manutenção dos índices de disponibilidade, que apesar de serem imediatamente percebidos pelos consumidores através da energia recebida destas usinas cotistas a um custo muito baixo, demoram para ser absorvidos pelos investidores. Além disso, apesar dos retornos individualmente se justificarem (sob a ótica dos ganhos relativos pontuais), ao levar em consideração o envelhecimento dos demais componentes e sistemas da usina cotista, a tendência é haver um aumento da penalização pela indisponibilidade o que minaria o retorno esperado com o investimento prévio.

Como ponto de partida, os custos operacionais e a remuneração estão descoladas dos incorridos, reduzindo os caixas das usinas cotistas e tornando os investimentos seletivos e/ou restritivos. Desta forma, considerando que o capital imobilizado em sobressalentes tem o papel de um "seguro" da disponibilidade e – muitas vezes – há outros investimentos urgentes para correções emergenciais nos equipamentos em estado de falha, a tendência é que haja um aumento da indisponibilidade e degradação das usinas cotistas. A degradação não só é prejudicial para a busca da modicidade tarifária para os consumidores regulados, mas também é crítica para a operação do sistema em um período em que as hidrelétricas existentes passarão a ter um papel fundamental na questão do armazenamento de energia e gerenciamento de carga com a entrada de fontes intermitentes no sistema elétrico brasileiro.

7.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

Com base no trabalho desenvolvido e nos resultados alcançados, sugere-se os seguintes temas para desenvolvimentos futuros:

- Acompanhar a evolução da qualidade do serviço prestado de cada uma das 37 usinas renovadas e dos motivos específicos para variações destes índices.

- Comparar a evolução da disponibilidade de usinas puramente cotistas (MP 579) e mistas (MP 688), verificando causas e consequências de decisões do Regulador.

- Escolher uma usina cotista piloto para desenvolvimento de uma modelagem detalhada da disponibilidade da planta considerando os principais componentes e sistemas, validando os resultados com as condições reais encontradas em campo.

- Desenvolver um plano de negócios para valorar os investimentos em componentes sobressalentes para usinas hidrelétricas cotistas.

- Verificar a importância da energia assegurada de usinas hidrelétricas cotistas para uma expansão do setor elétrico brasileiro baseada na entrada de fontes intermitentes e não despacháveis com a redução relativa da capacidade de armazenamento do sistema.

Referências Bibliográficas

ABRAGE. “Análise Estatística de Desempenho Unidades Geradoras Hidráulicas e Térmicas, e Equipamentos sob Responsabilidade da Geração.” *RT.ABRAGE.GTMN.CDE-GER.011 – Rev.00.* Rio de Janeiro, RJ: Grupo Técnico de Manutenção, Associação Brasileira de Grandes Empresas de Geração de Energia Elétrica, 2011.

Acervo-Estadão. “Jornal: O Estado de São Paulo.” Acessado em 24 de Setembro de 2016. http://acervo.estadao.com.br/.

Acervo-Folha. “Jornal: Folha de São Paulo.” Acessado em 24 de Setembro de 2016. http://acervo.folha.uol.com.br/.

Amaral, N. B. S. “Estudo sobre critérios para a especificação de transformadores elevadores de estações geradoras.” *Dissertação (Mestrado).* Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Energia e Automação Elétricas, 2007.

Billington, R., e R. N. Allan. *Reliability Evaluation of Engineering Systems, Conceps and Techniques. 2nd Edition.* New York: Plenum Press, 1992.

Billinton, R., e R. N. Allan. *Reliability Evaluation of Power Systems (Second Edition).* Plenum Press, 1994.

BRASIL. “Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 3ed.” Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2008.

—. “Decreto Nº 7.805.” *Regulamenta a Medida Provisória 579 de 11 de Setembro de 2012.* Brasília: Presidência da República, 2012.

—. “Decreto Nº 7.850.” *Regulamenta a Medida Provisória 579 de 11 de Setembro de 2012.* Brasília: Presidência da República, 2012.

—. “Legislação.” Acessado em 02 de Outubro de 2016. https://legislacao.planalto.gov.br/.

—. “Lei Nº 10.848.” *Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, e dá outras providências.* Brasília: Presidência da República, 2004.

—. “Lei Nº 12.783.” *Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária; e dá outras providências.* Brasília, DF: Presidência da República, 11 de Janeiro de 2013.

—. “Lei Nº 13.203.” *Dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica; institui a bonificação pela outorga; e altera as Leis nos 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de energia elétrica, e dá outras providências.* Brasília, DF: Presidência da República, 08 de Dezembro de 2015.

—. “Lei Nº 8.987.” *Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências.* Brasília: Presidência da República, 1995.

—. “Lei Nº 9.074.” *Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.* Brasília: Presidência da República, 1995.

—. “Lei Nº 9.648.” *"Modelo RE-SEB ou Modelo "FHC".* Brasília: Presidência da República, 1998.

—. “MP Nº 579.” *Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências.* Brasília, DF: Presidência da República, 11 de Setembro de 2012.

—. “MP Nº 688.” *Dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica, institui a bonificação pela outorga e altera a Lei no 10.848, de 15 de março de 2004, e dá outras provicências.* Brasília, DF: Presidência da República, 18 de Agosto de 2015.

—. “NT 232/2016-SGT/ANEEL.” *Cálculo do Reajuste de Receita Anual de eração – RAG, em regime de cotas, nos termos da Lei n° 12.783/2013, para o período de julho de 2016 a junho de 2017.* Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 14 de Junho de 2016.

—. “NT 385/2012 - SRE/SRG.” *Contribuição ao processo de fixação da tarifa inicial de geração, de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia - MME, referente à Usinas hidrelétricas elegíveis à antecipação dos efeitos da prorrogação das concessões, etc.* Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica, 24 de Outubro de 2012.

—. “NT 388/2012, SRE.” Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012.

—. “NT DEE-RE-092/2012-r1.” *Cálculo do Valor Novo de Reposição – VNR de Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica.* Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2012.

—. “NT EPE DEA/DEE 01/12.” *Proposta de Remuneração dos Serviços de Operação e Manutenção (O&M).* Rio de Janeiro, RJ: Empresa de Pesquisa Energética, Outubro de 2012.

—. “Portaria Nº 117.” Brasília: Ministério de Minas e Energia - Gabinete do Ministro, Abril de 2013.

—. “Portaria Nº 418.” *Regulamentação dos Investimentos em Amplição.* Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2013.

—. “RN Nº 541.” *Estabelece as disposições relativas ao padrão de qualidade do serviço de geração de energia elétrica prestado por concessionárias de usinas hidrelétricas alcançadas pela Lei nº 12.783, de janeiro de 2013, e o Decreto nº 7.805, de setembro de 2014.* Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2013.

—. “RN Nº 596.” *Estabelece critérios e procedimentos para cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, de aproveitamentos hidrelétricos de que*

trata o art. 2º do Decreto nº 7.850, de 30 de novembro de 2012. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2013.

—. "RN Nº 608." *Aprova o Submódulo 12.3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET e dá outras providências.* Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica, 25 de Março de 2014.

—. "RN Nº 642." *Estabelece critérios e procedimentos para realização de investimentos que serão considerados nas tarifas de aproveitamentos hidrelétricos alcançados pela Lei nº12.783, de 11 de janeiro de 2013.* Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica, 16 de Dezembro de 2014.

Castro, N. J. et al. "Texto de Discussão do Setor Elétrico n.º 31." *Mercados de energia em sistemas elétricos com alta participação de energias renováveis.* Rio de Janeiro, RJ: GESEL/UFRJ, Março de 2011.

Ching, H. Y. *Gestão de Estoques na cadeia de logística integrada.* São Paulo: Atlas, 2001.

Cigré. *Mercados e Regulação de Energia Elétrica.* Rio de Janeiro: Interciência, 2011.

Costellini, C., e L. Hollanda. "Setor Elétrico: da MP 579 ao pacote financeiro." *Informativo de Energia.* Brasil: FGV Energia, 2014.

David, S. M. G. R. "Geração de Energia Elétrica no Brasil: Uma Visão Legal-Regulatória sobre os Riscos para o Desenvolvimento da Atividade e Mecanismos de Incentivo Estabelecidos pelo poder Público." *Dissertação (Mestrado).* São Paulo, SP: EPUSP - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2013.

Faria, D. M. C. "MP 579: Lições Aprendidas e Propostas para o Futuro." *XVIII Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro do Setor Elétrico - SEPEF Fundação COGE.* Brasil, 2015.

—. "Regulação econômica da geração hidrelétrica: análise da renovação das concessões pela lei 12.783/2013 e propostas de ajuste ao modelo." *Tese (Doutorado).* São Paulo, SP: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2016.

Gastaldo, M. M. "Os agentes do mercado de energia elétrica." *Capítulo III.* Brasil: O Setor Elétrico, 2009.

Grigsby, L.L. et al. *The Electric Power Engineering Handbook.* Boca Raton, Florida: CRC Press LLC & IEEE Press, 2001.

Guimarães, C. H. C., e R. D. Rangel. "Diagramas Operacionais de Unidades Geradoras." *X Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion.* Florianópolis, 2006.

HENN, E.L. *Máquinas de Fluido, 2ed.* Santa Maria: UFSM, 2006.

Kelman, J. *Desafios do Regulador.* Rio de Janeiro: Synergia, 2009.

Kelman, J. et al. *Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica.* República Federativa do Brasil, 2001.

Mankiw, N. Gregory. *Introdução à Economia.* Cengage Learning, 2009.

Mendes, M.F. “Proposta de Metodologia e de Modelo para Modernizações de Sistemas de Automação de Unidades Geradoras Hidráulicas de Grande Porte.” *Tese de Doutorado.* São Paulo, SP: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo - EPUSP, 2011.

Nantes, A. C. “Gestão de Estoques nas Empresas Públicas de Geração de Energia Elétrica.” Florianópolis, SC: Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC, 2001.

Pires, J. C. L., e M. S. Piccinini. “A Regulação dos Setores de Infra-Estrutura no Brasil.” Brasil: BNDES, 1999.

Povoa, B. B. “Gestão de Estoque: Os Desafios dos Itens de MRO e a Importância dos Indicadores de Performance.” *XXXIII Encontro Nacional de Engenharia de Produção.* Rio de Janeiro, 2013.

Soares, C. S. “A Concepção de um Modelo de Gestão de Estoques para Melhoria das Operações: Um Estudo de Caso na Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica do Estado do Rio Grande do Sul.” *Dissertação (Mestrado Profissional).* Santa Cruz do Sul: Universidade de Santa Cruz do Sul - UNISC, 2014.

Tolmasquim, M. T. *Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro.* Brasília: Synergia, 2011.

Viana, J. J. *Administração de Materiais, um efoque prático.* São Paulo: Atlas, 2006.

Voith. “Voith Hydro Ltda.” Acessado em 10 de Janeiro de 2016. http://voith.com.

Apêndice A - Formulário

Formulário - Almoxarifados de Operação

Nome da Usina	
Número de Unidades Geradoras	
Potência	
Tipo de Turbina	

Almoxarifado Centralizado ou Local? (C ou L)	
Quantos Itens estão Imobilizados? (unidades)	
Tempo de Emissão de Pedidos	
Tempo de Ressuprimento	
Intervalo de Ressuprimento	
Valor dos Itens Imobilizados (R$)	
Área utilizada para Armazenagem? (m²)	

Dos Itens Abaixo, quais deles estão presentes na Gestão dos Materiais da Usina em Questão?

· Cadastramento da demanda planejada;	
· Previsão de consumo com base no histórico;	
· Acompanhamento da previsão de materiais;	
· Revisão e remanejamento da previsão;	
· Registro dos dados de consumo, devolução, empenho e pendência;	
· Indicação de materiais críticos;	
· Planejamento de compras;	
· Orçamento de compras.	

Listar abaixo dez Itens do Almoxarifado com alta demanda/rotatividade:

1 _____
2 _____
3 _____
4 _____
5 _____
6 _____
7 _____
8 _____
9 _____
10 _____

Listar abaixo os dez Equipamentos que mais demandam peças sobressalentes:

1 _____
2 _____
3 _____
4 _____
5 _____
6 _____
7 _____
8 _____
9 _____
10 _____

Equipamento Exemplo:

Equipamento Exemplo:	☒	N		
Quantidade:	2			
Característica:	130kVA			
O equipamento foi modernizado, reformado ou substituído?	☒	N	Quando?	2002

Sobressalentes para este Equipamento	Qtd em Estoque	Tempo Reposição	Custo	Utilização
1) Item 1	5	10 Dias	Baixo	Baixa
2) Item 2	5	2 Semanas	Médio	Média
3) Item 3	1	6 Meses	Alto	Alta
4) Item 4	10	1 Ano	Médio	Muito Alta

Há Fornecedores Parceiros para Rápida reposição de Sobressalentes?	☒	N

PREENCHER FORMULÁRIOS ABAIXO CONFORME EXEMPLO APRESENTADO ACIMA

Turbina
Mancais
Gerador
Regulador de Velocidade
Sistema de Excitação
Transformador Elevador
Disjuntor do Gerador (GCB)
Cubículos de Média Tensão
Barramento Blindado
Comporta Vagão
Comporta Ensecadeira
Ponte Rolante
Talha Elétrica
Máquina Limpa Grade
Instrumentação/Medidores/Sensores
Sistema de Vigilância
Auxiliares Mecânicos (Bombas, Ventiladores, Compressores)
Painís dos Serviços Auxiliares
Grupo Diesel Gerador de Emergência
Sistema CO2 do Gerador
Baterias e Retificadores
Transformadores Auxiliares
OUTROS 1
OUTROS 2
OUTROS 3