



Felipe Ernesto Lamm Pereira

**Determinação do Intervalo de Manutenção
Programada da Proteção de Linhas de
Transmissão Considerando-se Penalidades
Associadas à Indisponibilidade**

Tese de Doutorado

Tese apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica da PUC-Rio como parte dos requisitos parciais para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientador: Dr. Ricardo Bernardo Prada

Co-Orientador: Dr. Albert Cordeiro Geber de Melo

Rio de Janeiro
Outubro de 2008



Felipe Ernesto Lamm Pereira

**Determinação do Intervalo de Manutenção
Programada da Proteção de Linhas de
Transmissão Considerando-se Penalidades
Associadas à Indisponibilidade**

Tese apresentada como requisito parcial para obtenção
do grau de Doutor pelo Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia
Elétrica do Centro Técnico Científico da PUC-Rio.
Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Dr. Ricardo Bernardo Prada

Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica/PUC-Rio

Dr. Albert Cordeiro G. de Melo

Co-Orientador

CEPEL

Dra. Maria da Guia da Silva

UFMA

Dra. Maria Elvira Pineiro Maceira

CEPEL

Dra. Paulo Roberto de Holanda Sales

ELETROBRÁS

Dr. Álvaro de Lima Veiga Filho

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Prof. José Eugenio Leal

Coordenador Setorial do Centro

Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 10 de Outubro de 2008

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

Felipe Ernesto Lamm Pereira

Graduado em Engenharia Elétrica na Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro em 2001. Mestre em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro em 2003. Dedicado a tempo integral à pesquisa em Sistemas de Energia Elétrica na PUC-Rio.

Ficha Catalográfica

Pereira, Felipe Ernesto Lamm

Determinação do intervalo de manutenção programada da proteção de linhas de transmissão considerando-se penalidades associadas à indisponibilidade / Felipe Ernesto Lamm Pereira ; orientador: Ricardo Bernardo Prada ; co-orientador: Albert Cordeiro Geber de Melo. – 2008.

212 f. ; 30 cm

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Elétrica – Teses. 2. Confiabilidade. 3. Gerenciamento de ativos. 4. Manutenção centrada na confiabilidade. 5. Análise de risco. 6. Parcela variável. 7. Processos de Markov. I. Prada, Ricardo Bernardo. II. Melo, Albert Cordeiro Geber de. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. IV. Título.

CDD: 621.3

Aos meus pais Vera Ruth Lamm Pereira e Antonio Fernandes Pereira
pelo amor, apoio e confiança.

Agradecimentos

A Deus.

Ao meu irmão João Maurício Lamm Pereira por seu apoio e ajuda ao longo deste período.

A Vanda Maria de Sá, por seus bons conselhos, amor e por estar sempre a meu lado.

Muito especialmente, agradeço aos meus orientadores Ricardo Bernardo Prada e Albert Cordeiro Geber de Melo pelo permanente apoio nas diferentes etapas do desenvolvimento desta tese, por suas atenções e paciência nas discussões dos diferentes aspectos relacionados ao tema de pesquisa.

À CNPq, Nordeste Transmissora de Energia S/A, CEPEL e PUC-Rio, pelos auxílios concedidos, sem os quais este trabalho não poderia ter sido realizado.

Aos professores que participaram da comissão examinadora: Maria da Guia da Silva, Maria Elvira Pineiro Maceira, Paulo Roberto de Holanda Sales e Álvaro de Lima Veiga Filho, pela enorme contribuição dada a este trabalho e por suas sugestões para trabalhos futuros.

A todos os amigos do curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, e aos professores e demais funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica da PUC-Rio.

Resumo

Pereira, Felipe Ernesto Lamm; Prada, Ricardo Bernardo (Orientador). **Determinação do Intervalo de Manutenção Programada da Proteção de Linhas de Transmissão Considerando-se Penalidades Associadas à Indisponibilidades**. Rio de Janeiro, 2008. 212p. Tese de Doutorado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Uma empresa de energia elétrica tem por obrigação garantir a continuidade e a qualidade do serviço prestado. A fim de incentivar a qualidade do serviço, a ANEEL introduziu penalidades nos contratos com as concessionárias de serviços públicos de transmissão de energia elétrica caso as instalações de transmissão sejam desligadas, por acidente, falha de equipamento ou manutenção programada. Com base nas práticas de Manutenção Centrada na Confiabilidade, este trabalho propõe uma determinação dos intervalos de manutenção programada para minimizar as penalidades pagas por uma empresa de transmissão de energia elétrica devido ao desligamento de equipamentos. Desenvolveu-se um método para a determinação das probabilidades em regime permanente dos estados que representam os desligamentos do sistema de proteção e suas respectivas taxas de transição, utilizando-se técnicas de Frequência e Duração. A taxa de falha dos equipamentos foi determinada tendo como base dados do sistema de proteção coletados ao longo de onze anos, onde as manutenções programadas foram realizadas a cada três anos. Determinou-se a taxa de falha do sistema de proteção considerando-se outros intervalos fixos para a manutenção programada. Para cada intervalo fixo de manutenção, supôs-se que a taxa de falha encontrasse na região onde ela é constante. Nesta região as falhas ocorrem aleatoriamente e podem ser descritas por uma função densidade de probabilidade exponencial. Para uma concessionária, é preferível assumir mais riscos a ter que pagar penalidades por manutenções programadas, enquanto que para uma outra é recomendável ser cautelosa e pagar mais por realização de manutenções programadas assumindo menos riscos de pagamentos por indisponibilidade não programada. Foram experimentados níveis de riscos aceitáveis ao problema utilizando-se técnicas da teoria econômica.

Palavras-chave

Confiabilidade; Gerenciamento de Ativos; Manutenção Centrada na Confiabilidade; Análise de Risco; Parcela Variável; Processos de Markov.

Abstract

Pereira, Felipe Ernesto Lamm Pereira; Prada, Ricardo Bernardo (Advisor). **Determining Maintenance Scheduling of Transmission Systems Considering Penalties Associated With Unavailability**. Rio de Janeiro, 2008. 212p. Doctorate Thesis – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

An electrical utility has for obligation to guarantee the continuity and the quality of the given service. In order to stimulate the quality of the service the Brazilian energy agency introduced penalties in contracts with the electrical utilities of transmission in case the transmission installations is off for accident, failure of equipment or scheduled maintenance. On the basis of practical Reliability Centered Maintenance, this thesis considers a determination of maintenance intervals to minimize the economical impacts due to equipment disconnection. These disconnections are represented through the probabilistic model of the protection of transmission systems. A method for determination of the steady states probabilities of the protection system and its transitions rates was developed using techniques of Frequency and Duration. The failure rate of the component was determined using data collected from protection of transmission systems throughout eleven years, where the maintenances had been carried through every three years. It was determined the protection failure rate considering others intervals of maintenance. For each interval of maintenance, one assumed that the failure rate meets the useful life period and is characterized by a constant hazard rate. The useful life period follows a good approximation to an exponential curve. For a utility it is preferable to take more risks of component failure than to have to pay penalties for maintenances, whereas for another one is recommendable to be cautious and pay more for accomplishment of maintenances taking little risks of payments for unavailability do to component failure. Techniques of the economic theory had been tried in order to determine reasonable levels of acceptable risks to the problem.

Keywords

Reliability; Asset Management; Reliability Centered Maintenance; Markov Process; Risk; Penalties Associated With Component Unavailability.

Sumário

1. Introdução	18
1.1. Considerações Gerais	18
1.2. Impacto da Indisponibilidade de Equipamentos na Receita de Agentes de Transmissão	19
1.2.1. Fundamentos Contratuais	22
1.2.2. Conceitos Básicos da Resolução ANEEL 270/07	22
1.2.3. Desligamentos Programados	23
1.2.4. Desligamentos Não Programados	24
1.2.5. Contabilização das Indisponibilidades	24
1.3. Relevância do Trabalho	25
1.4. Objetivos do Trabalho	26
1.5. Estrutura do Trabalho	27
2. Gerenciamento de Ativos em Sistemas de Energia Elétrica	29
2.1. Gerenciamento de Ativos: Visão Geral	29
2.1.1. Filosofia Empresarial	30
2.1.2. Estrutura Organizacional	30
2.1.3. Planejamento com Menor Risco	32
2.2. Gerenciamento de Ativos Aplicado em Sistemas de Energia Elétrica	33
2.3. Manutenção Centrada na Confiabilidade	36
2.3.1. A Manutenção, do Prelúdio à Evolução dos Dias Atuais	36
2.3.2. Cronologia da MCC	40
2.3.3. Objetivos da Manutenção Centrada na Confiabilidade	43
2.3.4. Conseqüências de Falhas	44
2.3.5. Questões Básicas da MCC	45
2.3.6. Primeira Etapa - Seleção do Sistema e Coleta de Informações	46
2.3.7. Segunda Etapa - Análise de Modos de Falha, Causas e Efeitos	47
2.3.8. Terceira Etapa - Seleção de Funções Significantes	59
2.3.9. Quarta Etapa	66
2.3.10. Quinta Etapa	71
2.3.11. Sexta Etapa	72
2.3.12. Sétima Etapa	73
2.4. MCC no Setor Elétrico Brasileiro	73
2.5. Projetos de Pesquisa em MCC	75
2.6. Conclusão do Capítulo	79
3. Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Proteção de Sistemas de Potência Através do Método da Frequência e Duração	81
3.1. Conceitos do Processo de Markov	82
3.1.1. Determinação das Probabilidades dos Estados em Função do Tempo	86
3.1.2. Probabilidade em Regime Permanente	87
3.1.3. Matriz Estocástica de Transição	87

3.1.4. Determinação da Probabilidade dos Estados em Regime Permanente.....	88
3.2. Método da Frequência e Duração	89
3.2.1. Conceitos de Frequência e Duração	89
3.3. Aplicação a Sistemas Multi-Estados	92
3.4. Relação entre Intervalos de Manutenção Programada e a Confiabilidade de um Componente	93
3.4.1. Relação do Tempo Médio Para Falha e o Aumento do Intervalo entre Manutenções Programadas	96
3.5. Processos de Decisão Markovianos em Sistemas de Segurança e Proteção [Siqueira, 1999].....	97
3.5.1. Modelagem.....	98
3.5.2. Agregação de Estados	99
3.5.3. Determinação da Taxa de Falha Interna do Sistema de Proteção.....	101
3.6. Determinação das Probabilidades em Regime Permanente dos Estados do Sistema de Proteção	104
3.7. Conclusões e Comentários sobre o Modelo Adotado	105
4. Modelo Markoviano para Equipamentos de Proteção de Sistemas Elétricos	109
4.1. Modelagem.....	109
4.1.1. Estados de Proteção	109
4.1.2. Diagrama de Estados do Sistema de Proteção.....	110
4.1.3. Processos de Manutenção	113
4.1.4. Modelo de Estados Agrupados	114
4.2. Análise do Modelo Markoviano	120
4.2.1. Parametrização do Modelo.....	120
4.3. Conclusão do Capítulo	126
5. Modelo de Apoio à Decisão para Obtenção do Intervalo de Manutenção Programada do Sistema de Proteção de Linhas de Transmissão.....	130
5.1. Análise de Sensibilidade dos Parâmetros do Modelo Markoviano em Função da Periodicidade da Manutenção Programada.....	130
5.1.1. Frequência de Desligamentos Forçados dos Sistemas Protegidos Considerando Diferentes Intervalos Fixos de Manutenção Programada.....	131
5.1.2. Frequência de Falhas Devido a Recusas de Atuação da Proteção Considerando Diferentes Intervalos Fixos de Manutenção Programada.....	135
5.2. Relação entre a Taxa de Falha e o Aumento do Intervalo Fixo de Manutenção Programada do Sistema de Proteção	136
5.3. Probabilidades em Regime Permanente dos Estados do Sistema de Proteção de Linhas de Transmissão em Função da Variação do Intervalo entre Manutenções.....	139
5.4. Cálculo do Desconto da Receita Anual Permitida Devido a Indisponibilidade do Sistema de Proteção	143
5.4.1. Cálculo da Parcela Variável	144

5.5. Desconto da RAP Devido a Indisponibilidades Programada e Não Programada em Função do Intervalo entre Manutenções	146
5.6. Determinação do Intervalo entre Manutenções Programadas em Função do Desconto da RAP por Indisponibilidades Programadas e Não Programadas.....	148
5.6.1. Taxa Marginal de Substituição	148
5.6.2. Determinação dos Intervalos de Manutenção Programada Através da Análise da Taxa Marginal de Substituição.....	151
5.6.3. Determinação da Curva “Risco x $\Delta R/\Delta PV$ ” do Problema em Análise.....	155
5.6.4. Estabelecimento dos Níveis de Riscos Aceitáveis (Restrições do Problema).....	157
5.7. Conclusão do Capítulo	165
6. Conclusões e Trabalhos Futuros.....	167
6.1. Conclusão..	167
6.2. Trabalhos Futuros	171
7. Referências bibliográficas	173
Apêndice A – Processos de Decisão Markovianos em Sistemas de	
A.1. Modelagem	181
A.1.1. Tipos de Manutenção.....	181
A.1.2. Modos de Falha.....	189
A.1.3. Estados de Proteção.....	191
A.1.4. Sistema de Proteção.....	192
A.1.5. Modelo Equivalente.....	194
A.1.6. Planilha de Dados.	196
A.1.7. Processos de Manutenção.....	200
A.1.8. Processo Produtivo [Siqueira, 1999]	203
Apêndice B – Teoria do Consumidor	207
B.1. Preferências do Consumidor.....	207
B.2. Curvas de Indiferença.....	208
B.3. Elasticidade-Preço da Demanda.....	210
B.3.1. Elasticidade – Risco da Parcela Variável.....	211

Lista de Figuras

Figura 1.1 – Cronologia dos Eventos da Cobrança da Parcela Variável..	25
Figura 2.1 – Previsão para a Substituição de Equipamentos do Sistema de Distribuição de Energia da EDF.....	34
Figura 2.2 – Crescimento das Expectativas de Manutenção	37
Figura 2.3 – Curva Idade vs Probabilidade de Falha	38
Figura 2.4 – Curva da Banheira	39
Figura 2.5 – Padrões de Idade-Confiabilidade para Equipamentos Não Estruturais de Aeronaves.....	41
Figura 2.6 – Diferentes Visões sobre Falhas.....	48
Figura 2.7 – Função Densidade de Falha Hipotética. $Q(t)$, Probabilidade do Equipamento Falhar Antes do Instante t ; $R(t)$, Probabilidade do Equipamento Sobreviver Após o Instante t	55
Figura 2.8 – Curva de Degradação da Resistência à Falha	70
Figura 2.9 – Critérios de Periodicidade na MCC	75
Figura 3.1 – Ciclo de Vida de um Componente Qualquer	82
Figura 3.2 – Ciclo Operacional de Duas Unidades Transmissoras	83
Figura 3.3 – Ciclo de Vida Médio de um Equipamento Qualquer.....	85
Figura 3.4 – Diagrama de Espaço de Estados de um Equipamento Modelado a Dois Estados.....	85
Figura 3.5 – A Função Densidade de Probabilidade do Ciclo de Vida de um Componente sob Manutenção Preventiva Periódica	95
Figura 3.6 – (a) Relação do Tempo Médio para Falha e o Intervalo entre Manutenções; (b) Tempo Esperado para Falha Caso Não Seja Realizada Manutenção Programada	97
Figura 3.7 – Diagrama de Transição de Estados do Sistema de Proteção	99
Figura 3.8 – Diagrama de Estados do Modelo Simplificado.....	100
Figura 3.9 – Diagrama de Transição de Estados do Sistema de Proteção	105
Figura 4.1 – Ciclo Operacional do Sistema de Proteção.....	111

Figura 4.2 – Diagrama de Transições entre Estados	112
Figura 4.3 – Modelo Agrupado	115
Figura 4.4 – Diagrama de Transição de Estados (Agrupado)	120
Figura 4.5 – Taxa de Falha dos Equipamentos de Proteção	126
Figura 4.6 – Probabilidade de Permanência no Estado de Falha	127
Figura 4.7 – Tempo Médio de Duração da Manutenção Programada do Sistema de Proteção	128
Figura 4.8 – Tempo Médio de Duração da Manutenção Corretiva do Sistema de Proteção	128
Figura 5.1 – Curva da Banheira Considerando-se um Intervalo Fixo de Manutenção Programada	131
Figura 5.2 – Variação da Taxa de Falha em Função do Aumento do Intervalo de Manutenção Programada.....	132
Figura 5.3 – Taxa de Falha em Função do Intervalo Fixo de Manutenções Programadas	133
Figura 5.4 – Taxa de Falha e Tempo Médio para Falha em Função da Variação do Intervalo Fixo de Manutenção Programada....	137
Figura 5.5 – Probabilidade de Permanência no Estado NORMAL em Função da Variação do Intervalo Fixo entre Manutenções Programadas (Caso 1).....	140
Figura 5.6 – Probabilidade de Permanência nos Estados FALHA e TESTE em Função da Variação do Intervalo Fixo entre Manutenções Programadas (Caso 1).....	141
Figura 5.7 – Probabilidade de Permanência no Estado NORMAL em Função da Variação do Intervalo Fixo entre Manutenções Programadas (Caso 2).....	142
Figura 5.8 – Probabilidade de Permanência no Estado NORMAL em Função da Variação do Intervalo Fixo entre Manutenções Programadas (Caso 3).....	142
Figura 5.9 – Curva de Indiferença do Consumidor (Risco vs Penalidade).....	148
Figura 5.10 – Taxa Marginal de Substituição para uma Curva de Indiferença Contínua	149

Figura 5.11 – Curva de Indiferença e Respectivas TMS	150
Figura 5.12 – Curva de Probabilidade de Falha x PV Programada	151
Figura 5.13 – Curva do Nível de Risco vs PV	154
Figura 5.14 – Curva Característica “R vs $\Delta R/\Delta PV$ ”	154
Figura 5.15 – Variação da Probabilidade da Proteção Encontrar-se no Estado FALHA vs $\Delta R/\Delta PV$	156
Figura 5.16 – Variação da Probabilidade da Proteção Encontrar-se no Estado FALHA vs $\Delta R/\Delta PV$ (Caso 2).....	162
Figura 5.17 – Variação da Probabilidade da Proteção Encontrar-se no Estado FALHA vs $\Delta R/\Delta PV$ (Caso 3).....	165
Figura 6.1 – Subestação Típica.....	171
Figura A 1 – Lógica de Decisão	183
Figura A 2 – Sistema de Segurança.....	186
Figura A 3 – Transições entre Estados	194
Figura A 4 – Modelo do Processo Produtivo	204
Figura B 1 – Gráfico com os Tipos de Carnês.....	208
Figura B 2 – Curva de Indiferença de Nível U_0	209
Figura B 3 – Mapa de Indiferença do Consumidor	210
Figura B 4 – Curva elasticidade – risco da PV	211

Lista de Tabelas

Tabela 1.1 – Histórico da Contabilização da Parcela Variável no Brasil ..	26
Tabela 2.1 – Estrutura do Gerenciamento de Ativos.....	31
Tabela 2.2 – Modos de Falha Típicos de Componentes Elétricos	51
Tabela 2.3 – Modelagem Matemática das Funções Densidades e Distribuições de Probabilidade	57
Tabela 2.4 – Níveis de Detectabilidade de Risco	61
Tabela 2.5 – Níveis de Frequência de Modos de Falha	62
Tabela 2.6 – Níveis de Severidade de Risco.....	63
Tabela 2.7 - Níveis de Aceitabilidade de Risco	64
Tabela 2.8 – Matriz de Riscos	65
Tabela 2.9 – MCC no Setor Elétrico Brasileiro	74
Tabela 2.10 – Projetos de Pesquisa em MCC.....	78
Tabela 4.1 – Tempos Médios para Teste e Reparo	114
Tabela 4.2 – Frequência de Desligamentos Indevidos [ocorrências/hora]	118
Tabela 4.3 – Frequências de Recusas da Proteção [ocorrências/hora] .	119
Tabela 4.4 – Taxa de Falha do Sistema de Proteção [falha/hora].....	123
Tabela 4.5 – Probabilidades Permanentes dos Estados	125
Tabela 5.1 – Frequência de Falhas Devido a Desligamentos Indevidos do Sistema de Proteção de Linhas de Transmissão para Diferentes Intervalos Fixos de Manutenções Programadas (Caso 1)	134
Tabela 5.2 – Frequência de Falhas Devido a Desligamentos Indevidos do Sistema de Proteção de Linhas de Transmissão (Caso 2) ..	134
Tabela 5.3 – Frequência de Falhas Devido a Desligamentos Indevidos do Sistema de Proteção de Linhas de Transmissão (Caso 3) ..	134
Tabela 5.4 – Frequência de Falhas Causadas por Recusas de Atuação da Proteção de Linhas de Transmissão (Caso 1).....	135
Tabela 5.5 – Frequência de Falhas Causadas por Recusas de Atuação da Proteção de Linhas de Transmissão (Caso 2).....	136

Tabela 5.6 – Frequência de Falhas Causadas por Recusas de Atuação da Proteção de Linhas de Transmissão (Caso 3).....	136
Tabela 5.7 – Taxa de Falha e Tempo Médio para Falha em Função da Periodicidade da Manutenção	138
Tabela 5.8 – Probabilidades em Regime Permanente do Modelos de Estados em Função do Intervalo entre Manutenções (Caso 1).....	139
Tabela 5.9 – Desconto da RAP por Indisponibilidade Programada em Função da Variação da Periodicidade da Manutenção (Caso 1)	147
Tabela 5.10 – Desconto da RAP do Sistema de Proteção de Linhas de Transmissão por Indisponibilidade Programada e a Variação da <i>TMS</i> (Caso 1)	152
Tabela 5.11 – “Risco vs $\Delta R/\Delta PV$ ” (Caso 1).....	155
Tabela 5.12 – Intervalos entre Manutenções Contidos na Fronteira de Eficiência de Risco	160
Tabela 5.13 – “Risco vs $\Delta R/\Delta PV$ ” (Caso 2).....	161
Tabela 5.14 – Intervalos entre Manutenções em Função dos Critérios (Caso 2).....	163
Tabela 5.15 - Desconto da RAP do Sistema de Proteção de Linhas de Transmissão por Indisponibilidade Programada e a Variação da <i>TMS</i> (Caso 3)	163
Tabela A 1 – Manutenção Centrada na Confiabilidade	184
Tabela A 2 – Conseqüências de Falhas e Tipos de Manutenção	188
Tabela A 3 – Modos de Falha de Sistema de Proteção	190
Tabela A 4 – Modelos e Sistemas Equivalentes	195
Tabela A 5 – Modelos Equivalentes	196
Tabela A 6 – Dados das Instalações	199
Tabela A 7 – Valores Esperados dos Tempos de Teste e de Reparo [h]	203
Tabela A 8 – Frequência de Desligamentos Forçados (F_d) [1/hora].....	206
Tabela B 1 – Tipos de Carnês Disponíveis ao Consumidor	207

Lista de Abreviaturas e Siglas

SIGLA	UNIDADE	DESCRIÇÃO
A		Disponibilidade
ABNT		Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL		Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	R\$	Custo Anual
CCT		Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão
CUST		Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
CPST		Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão
DDP		Duração em minutos de cada desligamento programado que ocorra no mês
DOD		Duração em minutos de cada desligamento não programado que ocorra no mês
EQP		Números de equipamentos do sistema de proteção
$E[f]$		Valor esperado para falha
$f(t)$		densidade de falha
F_{ij}		Frequência de transição do estado i para o estado j
F_e	f/hora	frequências de desligamentos indevidos pela proteção
F_r	f/hora	frequências de recusa de atuação da proteção
IF		Inspeção funcional
IP		Inspeção preditiva
K_p		Fator para desligamentos programados. Normalmente igual a 10
K_o		Fator para outros desligamentos de até 300 minutos após o primeiro minuto (o fator será reduzido para $K_o / 15$, após o 301º minuto). Normalmente igual a 150
LA	R\$	Lucro Anual
MCC		Manutenção Centrada em Confiabilidade
MC		Manutenção corretiva
m	h	Tempo médio de duração da manutenção programada
o		Tempo médio para falha
NP		Número de desligamentos programados da instalação durante o mês
NO		número de desligamentos não programados da instalação ao longo do mês

O_i		tempo observado no estados “operando”, para o i -ésimo ciclo
ONS		Operador Nacional do Sistema Elétrico
$P_0(t)$		probabilidade do equipamento estar operando no instante t
$P_1(t)$		probabilidade do equipamento falhar no instante t
$[P]$		Matriz estocástica de transição entre estados
P_i	pu	Probabilidade do estado i
P_{ij}	pu	Probabilidade de transição do estado i para o estado j
PB	R\$	Pagamento Base (mensal)
PV	R\$	Parcela Variável da Receita Permitida
$Q(t)$		Função Distribuição de Falhas
$R(t)$		Função de Sobrevivência
r	h	Tempo médio de duração de reparo de um equipamento
r_i		Tempo observado no estado “reparo” para o i -ésimo ciclo
RA	R\$	Receita Anual
RAP	R\$	Receita Anual Permitida
RF		Reparo funcional
RP		Restauração preventiva
SP		Substituição preventiva
SO		Serviço operacional
t	hora	Intervalo de tempo
T	hora	Intervalo entre manutenções
t_R	hora	Tempo de reparo
U		Indisponibilidade
$\lambda(t)$		Taxa de risco ou taxa de falha (<i>Hazard Rate</i>)
λ		Taxa de transição de falha de um determinado equipamento
λ_{ij}		Taxa de falha entre os estados i e j
λ_f	f/hora	Taxa de falha interna da proteção
μ		Taxa de transição de reparo de um determinado equipamento
μ_{ij}		Taxa de reparo entre os estados i e j
$[\lambda]$		Matriz de transição
Ω		Fronteira de Eficiência de Risco