

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO E SISTEMAS

MANUTENÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA
À UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA

HERMES LACERDA QUEIROZ

FLORIANÓPOLIS
SANTA CATARINA, BRASIL
DEZEMBRO DE 1988

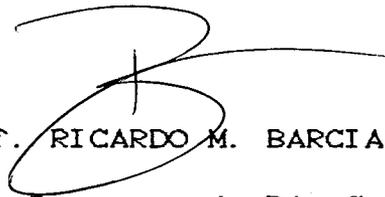
MANUTENÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA

HERMES LACERDA QUEIROZ

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do
grau de

MESTRE EM ENGENHARIA

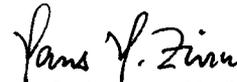
especialidade Engenharia de Produção e aprovada em sua forma
final pelo Programa de Pós Graduação.



Prof. RICARDO M. BARCIA, Ph. D.

Coordenador do Programa de Pós Graduação

BANCA EXAMINADORA:



Prof. HANS HELMUT ZURN, Ph. D.

Presidente



Prof. PAULO R. NASCIMENTO, M. Sc.

Co-orientador



Prof. RICARDO M. BARCIA, Ph. D.



Prof. MARCIANO MOROZOWSKI FILHO, M. Sc.

A Paulette e Anita

AGRADECIMENTOS

Gostaria de expressar meus profundos agradecimentos a todos aqueles que contribuíram para este trabalho com discussões, críticas, incentivos e envolvimento de um modo geral. Mais particularmente, agradeço às seguintes pessoas e entidades. Às Centrais Elétricas de Santa Catarina por criar espaço para que eu pudesse participar do curso de pós graduação, especificamente concedendo Horário Especial de Trabalho no período de atendimento aos créditos, e na figura do engenheiro Stênio Rocha Silva pelo incentivo e indicação de meu nome para a lista de profissionais da CELESC a candidatar-se a cursos de pós graduação. Ao Professor Ricardo Miranda Barcia pelo apoio decisivo para a conclusão deste trabalho enquanto coordenador do programa de pós graduação do Departamento de Engenharia de Produção e Sistemas da UFSC. Aos professores Marciano Morozowski Filho e Paulo Renésio Nascimento pelas valiosas sugestões. Ao Professor Hans Helmut Zürn por sua eficiente orientação neste trabalho. E aos companheiros da CELESC, Ana Medeiros da Silva e Margarete M. F. da Silva pelo auxílio na datilografia, Vilene Madalena Michelon pela pacienciosa confecção de figuras e gráficos, Roberto Catecati pela montagem de quadros e tabelas, e Cecília Maria Borba pelo auxílio nas secções de simulação.

RESUMO

No Brasil, os métodos usados para a alocação de recursos de manutenção em linhas de distribuição de energia elétrica baseiam-se na determinação de uma escala de prioridades dos blocos. Tal escala é obtida de forma muito subjetiva através do estabelecimento de pesos relativos a índices do sistema, tais com a Duração Equivalente por Consumidor - DEC, a Frequência Equivalente por Consumidor - FEC, e outros. O presente trabalho, após revisar as matérias Confiabilidade em Sistemas de Distribuição, Teoria da Manutenção, Manutenção em Sistemas de Distribuição e Custos provenientes da Interrupção, identifica a política ótima de manutenção, e, de acordo com a disponibilidade de dados de falha e de custos associados, elabora duas políticas para a alocação de recursos de manutenção baseadas na relação Benefício/Custo.

ABSTRACT

The methods used to set the Distribution System Maintenance Policy, in Brazil, are based on the establishment of a Block Priority Scale. Such a scale is obtained in a very subjective way from weighing system indices such as SAIDI (System Average Interruption Duration Index), SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), and others. In this present work, System Reliability, Maintenance Theory, Distribution System Maintenance, and Interruption Costs are reviewed, the optimal maintenance policy is identified, and two Benefit/Cost-based maintenance policies are proposed, one, called Policy 1, to be applied when enough system data are available, the second one, called Policy 2, used when system data are scarce.

ÍNDICE

LISTA DE SÍMBOLOS	xii
LISTA DE FIGURAS	xiii
LISTA DE QUADROS	xvii
LISTA DE TABELAS	xviii
I. INTRODUÇÃO	1
II. CONFIABILIDADE EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	7
II.1. Definições e Conceitos Básicos	8
II.1. 1. <u>Falha</u>	8
II.1. 2. <u>Defeito</u>	9
II.1. 3. <u>Saída</u>	9
II.1. 4. <u>Saída Forçada</u>	10
II.1. 5. <u>Saída Programada</u>	10
II.1. 6. <u>Interrupções</u>	11
II.1. 7. <u>Interrupção Temporária</u>	11
II.1. 8. <u>Interrupção Momentânea</u>	11
II.1. 9. <u>Interrupção Sustentada</u>	12
II.1.10. <u>Bloco</u>	12
II.1.11. <u>Trecho</u>	13
II.1.12. <u>Tempo de Preparação, Localização de Isolamento do Bloco Falhado</u>	13
II.1.13. <u>Tempo de Execução do Serviço</u>	13
II.1.14. <u>Tempo de Reparo</u>	14
II.1.15. <u>Tempo de Restabelecimento</u>	14
II.1.16. <u>Confiabilidade</u>	15
II.1.17. <u>Taxa de Falha</u>	15
II.1.18. <u>Indisponibilidade</u>	16

II.2.	Classificação das Interrupções	15
II.3.	Alimentador Primário Tipo Aéreo Radial	19
II.3. 1.	<u>Alimentador Aéreo Radial sem Interligação</u>	21
II.3. 2.	<u>Alimentador Aéreo Radial com Interligação</u>	23
II.4.	Índices de Confiabilidade	24
II.4. 1.	<u>Índices Ponderados por Consumidor</u>	24
II.4. 2.	<u>Índices Ponderados por Potência</u>	26
II.5.	Metodologia para o Cálculo de Índices de Confiabilidade	27
II.5. 1.	<u>Tempo Médio de Reparo</u>	31
II.5. 2.	<u>Frequência de Falha Anual de um Bloco</u>	31
II.5. 3.	<u>Frequência de Interrupção Anual de um Bloco</u>	32
II.5. 4.	<u>Tempo de Interrupção Anual do Bloco, Indisponibilidade</u>	34
II.5. 5.	<u>Potência Interrompida</u>	38
II.5. 6.	<u>Energia não Suprida</u>	39
II.5. 7.	<u>Consumidor Interrompido</u>	42
II.5. 8.	<u>Índices Operativos por Potência Instalada</u>	44
II.5. 9.	<u>Índices Operativos por Consumidor</u>	47
III.	TEORIA DA MANUTENÇÃO	50
III.1.	Taxa de Falha Variável com o Tempo	51
III.2.	Tendência da Taxa de Falha e a Ação da Manutenção	54
III.3.	Algumas Políticas de Manutenção	58
III.3. 1.	<u>Manutenção com Substituição baseada na Idade</u>	58
III.3. 2.	<u>Manutenção com Substituição em Bloco</u>	59
III.3. 3.	<u>Manutenção com Substituição Periódica e Reparo Mínimo</u>	59
III.3. 4.	<u>Manutenção de Oportunidade</u>	60
III.3. 5.	<u>Manutenção Sequencial</u>	60
III.3. 6.	<u>Manutenção com base no Monitoramento</u>	60
III.3. 7.	<u>Manutenção centrada na Confiabilidade</u>	61
III.3. 8.	<u>Manutenção com Inspeção</u>	62
III.4.	Manutenção Otimizada	63
III.4. 1.	<u>Manutenção com Substituição</u>	64

III.4. 2.	<u>Intervalo de Inspeção para Manutenção com base na Condição de Sistemas Complexos</u>	65
III.5.	Conclusão	67
IV.	MANUTENÇÃO PREVENTIVA EM ALIMENTADORES DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	70
IV.1.	O Setor de Manutenção	71
IV.1. 1.	<u>Serviços Realizados pelas Turmas de Manutenção Preventiva</u>	72
IV.1. 2.	<u>Métodos e Tipos de Inspeção</u>	73
IV.1. 3.	<u>Classificação dos Recursos de Manutenção Preventiva</u>	75
IV.1. 4.	<u>Nível de Gerenciamento da Manutenção</u>	76
IV.2.	Identificação das Políticas de Manutenção adotadas pelas Concessionárias	77
IV.3.	Etapas da Manutenção Preventiva	78
IV.3. 1.	<u>Hierarquização dos Alimentadores ou Trechos destes</u>	82
IV.3. 2.	<u>Prioridade da Inspeção</u>	83
IV.3. 3.	<u>Execução da Inspeção</u>	83
IV.3. 4.	<u>Prioridade da Manutenção</u>	84
IV.3. 5.	<u>Execução da Manutenção</u>	85
IV.3. 6.	<u>Acompanhamento e Análise dos Resultados</u>	86
IV.4.	Métodos de Hierarquização	87
IV.4. 1.	<u>Método de Manutenção Preventiva</u>	87
IV.4. 2.	<u>Método dos Circuitos Críticos</u>	90
IV.4. 3.	<u>Método da PP&L Co.</u>	91
IV.4. 4.	<u>Método da CESP</u>	92
IV.5.	Exemplo Numérico	93
IV.5. 1.	<u>Sistema Exemplo</u>	94
IV.5. 2.	<u>Estabelecimento da Escala de Prioridades</u>	98
IV.5. 3.	<u>Resultados de Sucessivas Programações</u>	103
IV.5. 4.	<u>Conclusão</u>	117
V.	CUSTOS DECORRENTES DA INTERRUPÇÃO E NÍVEL ADEQUADO DE CONFIABILIDADE	119
V.1.	Custos decorrentes da Interrupção no Fornecimento de Energia Elétrica	120

V.2.	Níveis de Confiabilidade Adequados Adotados no Brasil	122
V.3.	Conceito Teórico do Nível de Qualidade Ótimo	127
V.4.	Métodos de Avaliação Econômica da Confiabilidade	129
V.4. 1.	<u>Determinação da Confiabilidade Absoluta</u>	129
V.4. 2.	<u>Métodos de Hierarquização segundo a Confiabilidade</u>	130
V.4. 3.	<u>Análise Comparativa de Confiabilidade</u>	131
V.4. 4.	<u>Avaliação Benefício/Custo</u>	131
V.4. 5.	<u>Técnicas de Otimização da Confiabilidade</u>	132
V.5.	Conclusão	133
VI.	METODOLOGIA PROPOSTA	135
VI.1.	Modelo de Programação Linear 0/1	139
VI.1. 1.	<u>O Modelo Geral</u>	140
VI.1. 2.	<u>Modelo para Manutenção em Linha Viva</u>	143
VI.1. 3.	<u>Modelo para Manutenção em Linha Morta</u>	145
VI.2.	Política de Manutenção Preventiva Proposta 1 - Política 1	145
VI.2. 1.	<u>Elaboração do Programa de Manutenção</u>	146
VI.2. 2.	<u>Análise dos Resultados obtidos com a Aplicação do Modelo de Programação 0/1</u>	149
VI.2. 3.	<u>Execução do Programa</u>	151
VI.2. 4.	<u>Vantagens e Desvantagens</u>	152
VI.3.	Política de Manutenção Preventiva Proposta 2 - Política 2	153
VI.3. 1.	<u>Hierarquia dos Blocos</u>	154
VI.3. 2.	<u>Elaboração do Programa de Manutenção</u>	157
VI.3. 3.	<u>Execução do Programa</u>	159
VI.3. 4.	<u>Coleta de Dados</u>	160
VI.3. 5.	<u>Vantagens e Desvantagens</u>	162
VI.4.	Manutenção de Alerta	162
VI.4. 1.	<u>Valor de Alerta do Limite de Continuidade</u>	163
VI.4. 2.	<u>Valor de Alerta do Limite Máximo de EF</u>	164
VI.4. 3.	<u>Valor de Alerta para Interrupções Instantâneas</u>	165
VI.4. 4.	<u>Valor de Alerta do Estado do Componente</u>	166

VI.5. Exemplos Numéricos	167
VI.5. 1. <u>O Sistema Exemplo</u>	168
VI.5. 2. <u>Exemplo Numérico do Cálculo do Valor de Alerta VA4</u>	169
VI.5. 3. <u>Estabelecimento da Prioridade segundo a Política 2</u>	170
VI.5. 4. <u>Resultado de Sucessivas Programações - Exemplo Numérico</u>	174
 VII. CONCLUSÃO	 185
 BIBLIOGRAFIA	 190
 ANEXOS	 195
ANEXO 1 - Exemplo de Relatórios Emitidos pelas Concessionárias	196
ANEXO 2 - Dados Complementares da Estrutura Física e Elétrica do Sistema Exemplo	199
ANEXO 3 - Programa utilizado para o Cálculo dos Indicadores	202
ANEXO 4 - Resultado da Hierarquização para as Metodologias MP CODI, MP CELESC, e CIRCUITOS	242
ANEXO 5 - Resultado da Hierarquização para o Método CESP, para Trechos Tipo B	246
ANEXO 6 - Resultados obtidos Ano a Ano quando aplicada a Política 1 sob a condição CI2 de Taxa de Falha no Ano Zero	251
ANEXO 7 - Resultados obtidos para Sucessivas Programações quando aplicada a Política 2 sob a Condição CI1 de Taxa de Falha no Ano Zero	262
ANEXO 8 - Quadro Resumo dos Blocos que receberam Manutenção segundo as Metodologias MP CODI, MP CELESC, CESP, CIRCUITOS CRÍTICOS e PP&L Co.	272

LISTA DE SÍMBOLOS

-  - Transformador de Distribuição de Energia Elétrica
-  - Subestação de Distribuição
-  - Chave Fusível (Proteção)
-  - Chave Faca (Manobra e Isolação)
-  - Chave Faca Normalmente Aberta
-  - Religador (Proteção)
-  - Consumidor Primário com Carga Instalada maior ou igual a 1000kVA (Grande Consumidor)

LISTA DE FIGURAS

II. 1.	- Diagrama de Blocos Simplificado para o Sistema de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica	20
II. 2.	- Alimentador Primário Típico	20
II. 3.	- Alimentador Aéreo Radial Simples com baixa Confiabilidade	21
II. 4.	- Estrutura Típica de Alimentador Aéreo Radial Simples	22
II. 5.	- Estrutura Típica de Alimentador Aéreo Radial com Interligação	23
II. 6.	- Sistema Exemplo utilizado na Apresentação da Metodologia de Cálculo dos Índices de Confiabilidade	29
III. 1.	- Curva da Banheira	53
III. 2.	- Efeito da Substituição sobre a Taxa de Falha	55

III. 3. - Tipo de Ação de Manutenção	56
III. 4. - Conjunto de Curvas do Fator de Melhoria ρ como Função do Custo de Manutenção Preventiva e do tempo de Operação	57
IV. 1. - Fluxograma da Metodologia MPCODI	79
IV. 2. - Fluxograma da Metodologia CPFL	80
IV. 3. - Fluxograma da Metodologia PP&L Co.	81
IV. 4. - Configuração do Sistema Exemplo	95
IV. 5. - Gráfico de $\lambda(t)$	97
IV. 6. - Gráfico de $RM(i)$	97
IV. 7. - Resultado da Hierarquização dos Blocos através do Método CESP, para a Terceira Situação de Taxa de Falha	102
IV. 8. - Gráfico Comparativo do Comportamento da Taxa de Falha do Sistema, λ_S , quando aplicadas as metodologias MPCODI, MPCELESC, CESP, e CIRCUITOS CRÍTICOS para o Sistema da Figura IV.4.	111
IV. 9. - Gráfico Comparativo do Número Total de Atuações dos Equipamentos de Proteção instalados na SE, SDJ, quando aplicadas as Metodologias MPCODI, MPCELESC, CESP, e CIRCUITOS CRÍTICOS para o Sistema Exemplo da Figura IV.4.	112
IV.10. - Gráfico Comparativo do Comportamento do índice DEC, quando aplicadas as	

metodologias MPCODI, MPCELESC, CESP, e CIRCUITOS CRÍTICOS para o Sistema da <i>Figura IV.4.</i>	113
IV.11. - Gráfico Comparativo do Comportamento do índice FEC, quando aplicadas as Metodologias MPCODI, MPCELESC, CESP, e CIRCUITOS CRÍTICOS para o Sistema da <i>Figura IV.4.</i>	114
IV.12. - Gráfico Comparativo do Comportamento da Energia não Fornecida pelo Sistema devido a Falhas, ENF, quando aplicadas as Metodologias MPCODI, MPCELESC, CESP, e CIRCUITOS CRÍTICOS para o sistema da <i>Figura IV.4.</i>	115
V. 1. - Custos versus Confiabilidade do Sistema	128
VI. 1. - Fluxograma da Política 1	147
VI. 2. - Fluxograma da Política 2	155
VI. 3. - Energia não Fornecida pelo Sistema devido a Falhas, em função do Tempo, segundo cada Política de Manutenção, e sem Manutenção	178
VI. 4. - Índice FEC do Sistema, segundo cada política de Manutenção, e sem Manutenção	179
VI. 5. - Índice DEC do Sistema, segundo cada	

política de Manutenção, e sem Manutenção	180
VI. 6. - Número Total de Atuações dos Equipamentos Instalados na SE, segundo cada política de Manutenção, e sem Manutenção	181
VI. 7. - Taxa de Falha do Sistema, segundo cada política de Manutenção, e sem Manutenção	182

LISTA DE TABELAS

II. 1.	- Comprimento, Potência, e Consumidor Primário por Bloco do Alimentador da Figura II.6.	30
II. 2.	- Comprimento, Potência e Consumidor Primário por Bloco do alimentador da Figura II.6.	30
II. 3.	- Índice de Desempenho dos Blocos do Sistema da Figura II.6.	49
IV. 1.	- Indicador e Coeficiente de Ponderação utilizados pelos Métodos MPCODI, MPCELESC, e MPCPFL	89
IV. 2.	- Dados da Estrutura Física e Elétrica e Valores da Taxa de Falha do Sistema Exemplo	94
IV. 3.	- Graus de Hierarquia e Escala de Prioridades obtidos com os Métodos	

	MPCODI, MPCELESC, e CIRCUITOS CRÍTICOS, sob a Primeira Situação de Taxa de Falha	99
IV. 4.	- Graus de Hierarquia e Escala de Prioridades obtidos com os Métodos MPCODI, MPCELESC, e CIRCUITOS CRÍTICOS, sob a segunda Situação de Taxa de Falha	99
IV. 5.	- Graus de Hierarquia e Escala de Prioridades obtidos com os Métodos MPCODI, MPCELESC, e CIRCUITOS CRÍTICOS, sob a Terceira Situação de Taxa de Falha	100
IV. 6.	- Resultado obtido pelo Método MPCODI, para o Sistema Exemplo da <i>Figura IV.4.</i> , para a Condição CI1 de Taxa de Falha	108
IV. 7.	- Resultado obtido pelo Método MPCELESC, para o Sistema Exemplo da <i>Figura IV.4.</i> , para a Condição CI1 de Taxa de Falha	108
IV. 8.	- Resultado obtido pelo Método dos CIRCUITOS CRÍTICOS para o Sistema Exemplo da <i>Figura IV.4.</i> , para a Condição CI1 de Taxa de Falha	109
IV. 9.	- Resultado obtido pelo Método CESP, para o Sistema Exemplo da <i>Figura IV.4.</i> , para a Condição CI1 de Taxa de Falha	109
IV.10.	- Resultado Obtidos pelos métodos MPCODI e MPCELESC para o Sistema Exemplo da	

- Figura IV.4.* para a Condição CI2 de Taxa de Falha 110
- IV.11. - Resultado obtido pelo Método dos CIRCUITOS CRÍTICOS para o Sistema Exemplo da *Figura IV.4.* para a Condição CI2 de Taxa de Falha 110
- V. 1. - Limite do DEC e do FEC estabelecidos pelo DNAEE para Consumidores Individualmente considerados atendidos por Sistema Aéreo com Tensão menor ou igual a 69kV 123
- V. 2. - Limite do DEC e do FEC estabelecidos pelo DNAEE para Conjunto de Consumidores atendidos por Sistema Aéreo com Tensão menor ou igual a 69kV 123
- V. 3. - Graus de Balizamento de Continuidade por Tipo de Localidade ou Zona, estabelecidos pelo CODI, para fins de Planejamento 125
- VI. 1. - Resultado do Exemplo de Cálculo do Valor VA4 para o Sistema da *Figura IV.4.* 170
- VI. 2. - Prioridades dos Blocos do Sistema Exemplo da *Figura IV.4.*, segundo a Política 2 173
- VI. 3. - Resultados obtidos para o Sistema

- Exemplo da *Figura IV.4.* com a aplicação da Política 1, sob a Condição CI1 de Taxa de Falha para o Ano Zero 176
- VI. 4. - Resultados obtidos para o Sistema Exemplo da *Figura IV.4.* com a aplicação da Política 1, sob a Condição CI2 de Taxa de Falha para o Ano Zero 176
- VI. 5. - Resultados obtidos para o Sistema Exemplo da *Figura/IV.4* coma aplicação da Política 2, sob a Condição CI2 de Taxa de Falha para o Ano Zero 177
- VI. 6. - Resultados obtidos para o Sistema Exemplo da *Figura IV.4.* com a aplicação da Política 2, sob a condição CI1 de Taxa de Falha para o Ano Zero 177
- A.1. - Dados por Bloco da Estrutura Física e Elétrica do Sistema da *Figura IV.4.* 198

I. INTRODUÇÃO

No Brasil é cada vez maior a necessidade de melhorar o nível da confiabilidade do fornecimento de energia elétrica. Nesse sentido, o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE - através da portaria 046/1978 define os níveis mínimos de qualidade aos quais as concessionárias de energia elétrica têm de obedecer na prestação de serviços ao consumidor.

O consumidor, principalmente o industrial, exige cada vez mais a melhoria da confiabilidade do fornecimento de energia pois qualquer interrupção, principalmente a não programada, implica em perdas, notadamente na produção. Além do consumidor industrial ser o mais exigente, é grande o número destes que se encontram instalados em sistemas de distribuição aéreos radiais, sistemas esses onde se verifica o maior número de interrupções no fornecimento de energia.

As concessionárias se empenham em prestar serviços com

qualidade dentro dos limites previstos por lei, e sempre que possível, pois os recursos disponíveis são limitados, melhorar a qualidade dos serviços indo ao encontro das exigências do consumidor. O ideal seria manter um nível de qualidade dos serviços que simultaneamente atendesse os limites por lei, melhorasse o máximo a qualidade segundo as aspirações do consumidor, e não ultrapassasse a quantia de recursos disponíveis. Portanto é imprescindível que as concessionárias desenvolvam a análise do nível de confiabilidade do serviço prestado, visando a melhor alocação possível de recursos.

A manutenção preventiva é um poderoso recurso que as concessionárias possuem para manter ou melhorar o nível de qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica aos seus consumidores. Apesar disso, os métodos existentes, usados para a definição da alocação dos recursos nesse tipo de manutenção, são reconhecidamente deficientes e por isso mesmo postos de lado. Esses métodos baseiam-se na determinação da prioridade de cada trecho ou alimentador do sistema. Por sua vez, a prioridade de cada trecho é estabelecida após uma análise dos indicadores do trecho (Duração Equivalente por Consumidor-DEC, Frequência Equivalente por Consumidor-FEC,...) onde são usados para essa análise, pesos para cada indicador. Esses pesos podem variar de concessionária para concessionária e não há regra objetiva para a determinação dos mesmos. Chamam-se portanto esses métodos de subjetivos.

Além do mais, os indicadores usados na análise: DEC, FEC, energia consumida, potência instalada, são via de regra interdependentes, e nem todos relacionados ao estado de deterioração do sistema. As programações de manutenção preventiva resultantes desses métodos são normalmente incompatíveis com a prática corrente. E além do mais, regras para reprogramações tomam como base apenas algumas das variáveis anteriormente utilizadas para a programação.

O objetivo do presente trabalho é elaborar um método eficiente que venha ao encontro das aspirações da concessionária, i.e., utilizando a base de dados de falha e manutenção disponíveis na concessionária, direcionar a alocação dos recursos de manutenção disponíveis, de modo a obter-se a melhor relação Benefício/Custo. Para atingir esse objetivo, assume-se que a relação Benefício/Custo seja proporcional à energia prevista ser salva com a realização da manutenção, i.e., com a ação de manutenção. Feito isso, utiliza-se programação matemática para a obtenção do programa de manutenção que oferece maior ganho.

Os métodos propostos neste trabalho também utilizam a energia prevista ser salva para realizar alterações do programa necessárias, ou para avaliar alterações do programa sugeridas por terceiros. Ambas as possibilidades demonstram o caráter de cunho prático e objetividade tão necessários para as concessionárias.

Em adição, o acionamento das turmas de manutenção para a realização da manutenção corretiva é disciplinado através do uso de valores de alerta que por sua vez são também estabelecidos com base na energia prevista ser salva devido à ação de manutenção.

No Capítulo II são apresentadas as características do sistema aéreo radial de distribuição de energia elétrica. Nele apresenta-se a configuração do sistema, as causas das interrupções, e os índices utilizados na análise do desempenho. Dispensa-se especial atenção à marcha de cálculo destes índices. O cálculo dos indicadores nos capítulos IV e VI é feito desta forma.

Diversamente do procedimento corrente de análise através da influência das falhas do sistema num ponto de carga específico, o presente trabalho importa-se com a influência que as falhas de um ponto específico exercem sobre todo o sistema.

No Capítulo III apresenta-se a revisão da literatura sobre os fundamentos teóricos da manutenção. Apresenta-se a tendência da taxa de falha em função do tempo, o modo como a manutenção influencia a taxa de falha, e algumas políticas de manutenção difundidas na literatura. O Capítulo III permite identificar a política de manutenção utilizada pelas concessionárias de energia elétrica e serve como base para a elaboração das metodologias propostas no Capítulo IV.

No Capítulo IV é apresentada a revisão da literatura sobre manutenção em sistemas de distribuição de energia elétrica. Apresentam-se e comparam-se as metodologias de manutenção preventiva das Centrais Elétricas de Santa Catarina -CELESC, do Comitê de Distribuição -CODI, das Centrais Elétricas de São Paulo -CESP, da Companhia Paulista de Força e Luz -CPFL, dos Circuitos Críticos e da Pennsylvania Power and Light Company -PP&L Co.. São apresentados exemplos numéricos de aplicação dessas metodologias, (excetuando-se a da PP&L Co.) o que permite analisar a eficiência de cada uma em relação às demais.

No Capítulo V é apresentada uma revisão sobre os custos decorrentes das interrupções e o nível adequado de continuidade para o fornecimento de energia elétrica. O assunto de que trata o Capítulo V é de fundamental importância pois, como será visto no Capítulo III, para elaborar-se um programa de manutenção otimizado são imprescindíveis os dados de custos envolvidos em manutenção preventiva e corretiva. Repare-se que tais dados são negligenciados pelas metodologias apresentadas no Capítulo IV.

O Capítulo VI apresenta as metodologias que o presente trabalho propõe. Quando todos os dados de falha, manutenção e custos envolvidos estiverem disponíveis é recomendada a aplicação da metodologia existente apresentada no Capítulo III. Caso contrário, quando os custos envolvidos não estão

disponíveis, este trabalho elabora duas políticas a serem aplicadas. A primeira, denominada Política 1, exige dados que permitam identificar a função de taxa de falha e a função do custo de manutenção em função da taxa de falha. Além disso utiliza a programação matemática inteira 0/1 para a otimização do programa de manutenção. A outra política a ser proposta, denominada Política 2, requer apenas que as concessionárias possuam o cadastro da estrutura física e elétrica do sistema bem como o valor da taxa de falha global dos alimentadores para que seja aplicada.

O Capítulo VII expõe as conclusões deste trabalho e sugere temas para futuros trabalhos na área.

II. CONFIABILIDADE EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Os sistemas de distribuição de energia elétrica são planejados, projetados, construídos e então operados e mantidos. Na literatura sobre confiabilidade de sistemas de distribuição, são raros os trabalhos que tratam da operação, e principalmente, da manutenção desses sistemas. O planejamento utiliza metodologias para analisar a continuidade de cada ponto de carga e do sistema como um todo [2,3,4,6]. No presente trabalho, para efeitos de manutenção preventiva, além da análise da continuidade de cada ponto de carga e da continuidade do sistema, será enfocada a repercussão de uma interrupção de um ponto de carga específico sobre o sistema.

Na secção II.1. são apresentadas definições e conceitos básicos de termos freqüentes na literatura. Na secção II.2. será abordado o assunto da classificação das interrupções segundo o CODI [1] pois esta classificação é a base daquelas

adotadas pelas concessionárias brasileiras de energia elétrica.

Na secção II.3. serão apresentadas as características da estrutura física dos alimentadores dos tipos primário aéreo radial com interligação e sem interligação. Apresentam-se na secção II.4. os principais índices de confiabilidade utilizados no Brasil para fins de análise de desempenho do sistema de distribuição. Por fim, na secção II.5., apresenta-se a metodologia utilizada no presente trabalho, que objetiva a análise da continuidade do fornecimento de energia elétrica.

II.1. Definições e Conceitos Básicos

As definições e conceitos a seguir apresentados foram coletados na literatura revisada e referida neste trabalho.

II.1.1. Falha

Uma falha caracteriza o término do desempenho requerido de um item. Uma falha pode ou não provocar a saída de serviço de outros componentes. Quando uma falha causa a atuação de equipamentos de proteção, provocando assim a saída de

serviço de componentes não falhados, é então denominada falha ativa. Se, de outra forma, uma falha não tira de serviço componentes sãos, é denominada falha passiva [1,3].

II.1.2. Defeito

Um defeito é a imperfeição no estado do componente que pode resultar em falha do próprio componente ou de outro. Observa-se que para um sistema em operação, toda falha provoca uma saída forçada do sistema, enquanto que um defeito pode tanto provocar uma saída forçada ou uma saída programada do sistema [1].

II.1.3. Saída

A saída descreve o estado de um componente quando este não está disponível para desempenhar sua função devido a algum evento diretamente associado a este componente. Dependendo da configuração do sistema, uma saída pode ou não provocar interrupção na prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica aos consumidores do sistema [2].

II.1.4. Saída Forçada

Este tipo de saída é aquele causado por condições de emergência diretamente associadas ao componente, o qual sai de serviço imediatamente, quer por operações de chaves, quer automaticamente [2].

II.1.5. Saída Programada

Esta é a saída que ocorre quando o componente é deliberadamente retirado de serviço em época escolhida a priori, usualmente com o objetivo de construção, manutenção preventiva ou reparo. O teste chave para se determinar se a saída deve ser classificada como forçada ou programada é o que segue.

TESTE SAÍDA FORÇADA/PROGRAMADA

Se fôr possível adiar uma saída quando tal adiamento é desejado, então a saída é programada, caso contrário, é forçada [2].

II.1.6 Interrupção

Interrupção é a perda do serviço de fornecimento de energia a um ou mais consumidores, ou a perda de outras cargas, que é devida à saída de um ou mais componentes, dependendo da configuração do sistema. Uma interrupção provocada por uma saída forçada é definida como interrupção forçada, analogamente, uma interrupção causada por saída programada é definida como interrupção programada [2].

II.1.7. Interrupção Temporária

Tal interrupção é aquela cuja duração é limitada apenas pelo tempo requerido para o restabelecimento do serviço através de operação de chaves manuais quando a localização do operador não permitir operação imediata. Tais operações de chaves são normalmente completadas num período de uma a duas horas [2].

II.1.8. Interrupção Momentânea

Interrupção momentânea é aquela cuja duração é limitada pelo tempo requerido para o restabelecimento do serviço através

de operação automática de dispositivo de proteção, ou por operação de chaves manuais quando a localização do operador disponível permitir a operação imediatamente. Tais operações são tipicamente completadas em poucos minutos [2]. Visando uniformizar o critério de classificação da interrupção quanto à duração, o CODI [7] recomenda adotar o tempo máximo de três minutos para interrupção momentânea [2].

II.1.9 Interrupção Sustentada

As interrupções não classificadas nem como momentâneas nem como temporárias devem ser classificadas como sustentadas [2]. O CODI [1] classifica as interrupções apenas como momentâneas e sustentadas, e recomenda classificar todas as interrupções acima de três minutos como interrupções sustentadas.

II.1.10 Bloco

Bloco é a parcela do alimentador que possui instaladas chaves de proteção e/ou manobra somente em suas extremidades. Os limites de um bloco são definidos pelas chaves de proteção e/ou manobra nele instalados.

II.1.11. Trecho

Trecho é a fração do alimentador formada por um ou mais blocos. Portanto, um trecho pode possuir chaves de proteção e/ou manobra instaladas no seu interior. Os limites de um trecho são definidos pelas chaves de manobra e/ou proteção nele instaladas.

II.1.12. Tempo de Preparação, Localização e Isolamento do Bloco Falhado

Este tempo é aquele considerado desde o instante em que o Centro de Operação da Distribuição é notificado da interrupção (através de reclamação do consumidor, de informação do operador da subestação ou de equipamento de telecomando instalado naquele centro, i.e. no C.O.D.) até o momento em que o bloco falhado seja identificado, isolado, e restabelecido o fornecimento de energia aos blocos sãos.

II.1.13. Tempo de Execução do Serviço

Este tempo se inicia no instante em que o bloco falhado é identificado, isolado e restabelecido o fornecimento de

energia aos blocos sãos, e se prolonga até o instante em que o bloco falhado é novamente energizado.

II.1.14. Tempo de Reparo

O tempo de reparo é contado a partir do momento em que o Centro de Operação da Distribuição, C.O.D., é notificado da interrupção e se prolonga até o momento em que o bloco falhado é novamente energizado, ou seja, até o momento em que o fornecimento normal de energia esteja restabelecido.

II.1.15. Tempo de Restabelecimento

Este tempo é aquele em que o consumidor fica desenergizado, ou que uma carga fica fora de serviço, devido a uma interrupção no fornecimento de energia. Quando uma interrupção é classificada como sustentada, o tempo de restabelecimento é igual ao tempo de reparo. Quando uma interrupção é classificada como momentânea, o tempo de restabelecimento é o tempo de preparação, localização e isolamento do bloco falhado.

II.1.16. Confiabilidade

Confiabilidade é a probabilidade de um componente ou sistema executar sua função adequadamente por um período de tempo determinado sob condições pré estabelecidas. A função geral de confiabilidade, $R(t)$ pode ser expressa [2] como:

$$R(t) = \exp \left[-\int_0^t \lambda(t) dt \right] \quad \text{(II.1)}$$

Onde $\lambda(t)$ é a função de taxa de falha.

Em termos de valores populacionais [1] tem-se:

$$R(t) = \frac{N(t_2)}{N(t_1)} \quad \text{(II.2)}$$

Onde $N(t_1)$ é o número de itens da população no início do intervalo e $N(t_2)$ é o número de itens no fim do intervalo considerado.

II.1.17. Taxa de Falha

Taxa de falha é a probabilidade de ocorrência de falha por unidade de tempo [2].

$$\lambda (t) = \frac{R (t_1) - R (t_2)}{(t_2 - t_1) R (t_1)} \quad (\text{II.3})$$

em termos populacionais [1],

$$\lambda (t) = \frac{N (t_1) - N (t_2)}{(t_2 - t_1) N (t_1)} \quad (\text{II.4})$$

II.1.18. Indisponibilidade

Indisponibilidade de um componente ou sistema é o tempo relativo em que o componente ou sistema não está disponível para uso, quer por falha, quer por manutenção preventiva.

II.2. Classificação das Interrupções

A classificação apresentada pelo CODI [1], resumida nos Quadros II.1. e II.2., é a base para as classificações adotadas pelas concessionárias de energia elétrica brasileiras. Tais classificações excluem os desligamentos dos consumidores provocados por atuação dos dispositivos de proteção desses mesmos consumidores, quer por falha em suas

Quadro II.1. Resumo de Classificação das Interrupções
de acordo com o CODI [1].

CLASSIFICAÇÃO	DENOMINAÇÃO	DETALHAMENTO
DURAÇÃO	MOMENTÂNEA	Interrupções inferiores a 3 minutos
	SUSTENTADA	Interrupções superiores a 3 minutos
ORIGEM	EXTERNA	É aquela que resulta de uma saída de componente não pertencente ao sistema considerado
	INTERNA	É aquela que resulta de uma saída de componente pertencente ao sistema considerado
CAUSA	PROGRAMADA	Alteração Manutenção Não classificada
	NÃO PROGRAMADA	Meio Ambiente Terceiros Falha Humana Próprios do sistema Falha de componentes Outro órgão/companhia Outras Desconhecidas
TENSÃO	DISTRIBUIÇÃO SECUNDÁRIA	115 volts 127 volts 220 volts 230 volts 380 volts
	DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA	13800 volts 34500 volts
	SUBTRANSMISSÃO	34500 volts Maior que 34500 volts
CONDIÇÕES CLIMÁTICAS	TEMPO ADVERSO	São as condições climáticas que causam uma alta proporção de saídas e tempo de reparo dos componentes Chuvas Vento Calor, etc.
	TEMPO NORMAL	São as condições climáticas não classificadas como tempo adverso

Quadro 11.2. Resumo de Classificação das Interrupções
segundo as Causas de acordo com o CODI [1].

CAUSA	AGRUPADA	DETALHADA
PROGRAMADA	ALTERAÇÃO	Para melhoria Para ampliação
	MANUTENÇÃO	Corretiva Preventiva
	NÃO CLASSIFICADA	Compreende toda interrupção programada não classificada nas anteriores
NÃO PROGRAMADA	MEIO AMBIENTE	Poluição Corrosão Fogo Inundação Erosão Vegetal Pássaros Outros animais Insetos
	TERCEIROS	Vandalismo Acidente Empresas de serviços públicos ou suas contratadas
	FALHA HUMANA	Erro de operação Acidente
	PRÓPRIAS DO SISTEMA	Subtensão Sobretensão Sobrecarga Manobras para localização de falhas Manobra por segurança
	FALHA DE COMPONENTE	Falha de ajuste Falha de montagem Falha de projeto Uso impróprio do equipamento Envelhecimento Falha de manutenção Falha de fabricação Falha não relacionada Falha desconhecida
	OUTRO ÓRGÃO/COMPANHIA	Concessionária Consumidor Outro órgão da Empresa (não responsável diretamente pela operação ou manutenção do sistema)

próprias redes (exceto as que provocam interrupção em parte do sistema da concessionária), quer devido a condições transitórias do sistema.

II.3. Alimentador Primário Tipo Aéreo Radial

O sistema primário de distribuição é a parte do sistema de distribuição de energia elétrica compreendida entre a subestação e os transformadores de distribuição, como esquematizado na *Figura II.1*.

Um alimentador primário típico, veja-se *Figura II.2*, utilizado para o fornecimento de energia elétrica em sistemas de distribuição é composto de um circuito principal (tronco alimentador) normalmente trifásico e circuitos laterais (ramais) monofásicos ou trifásicos, unidos ao circuito principal por equipamentos de manobra ou proteção.

A confiabilidade do serviço prestado aos consumidores ou à carga instalada está intimamente relacionada ao tipo do alimentador e sua configuração. Os equipamentos de proteção e manobra instalados ao longo do alimentador são utilizados para minimizar o efeito das interrupções. Alimentadores subterrâneos estão menos sujeitos a falhas se comparados aos aéreos, mas são, todavia, mais caros. A simplicidade e o baixo custo fazem do alimentador aéreo radial, o mais utilizado no Brasil. O alimentador aéreo radial pode ou não

Figura II.1. Diagrama de Blocos Simplificado para o Sistema de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica

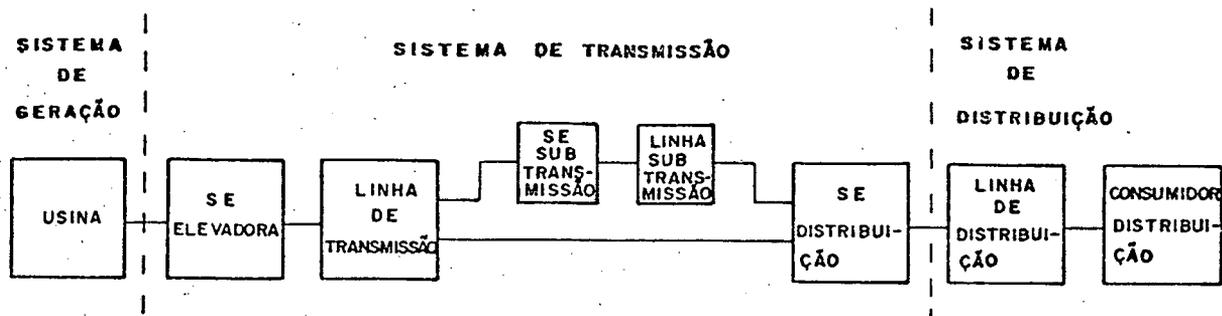
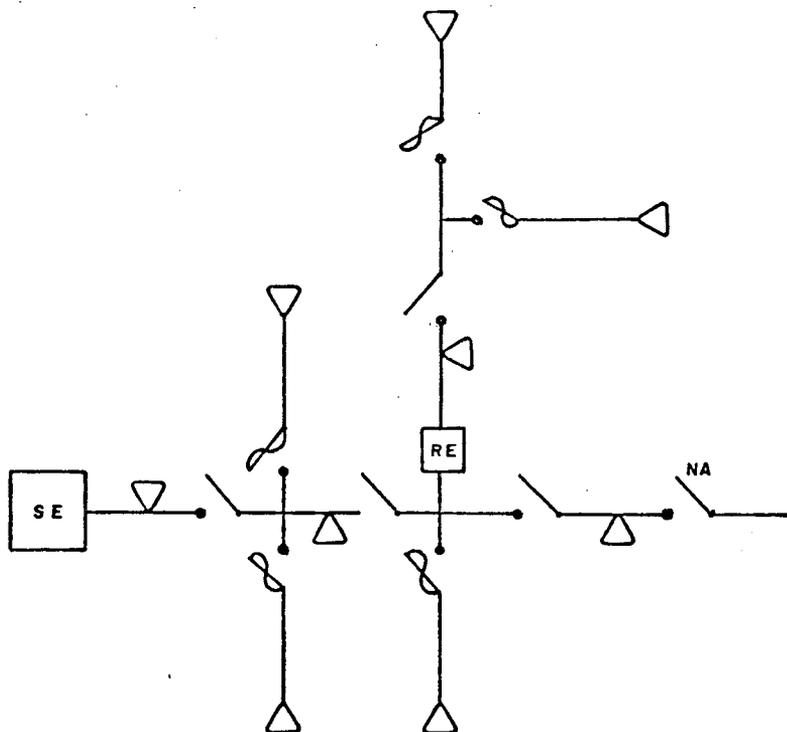


Figura II.2. - Alimentador Primário Típico



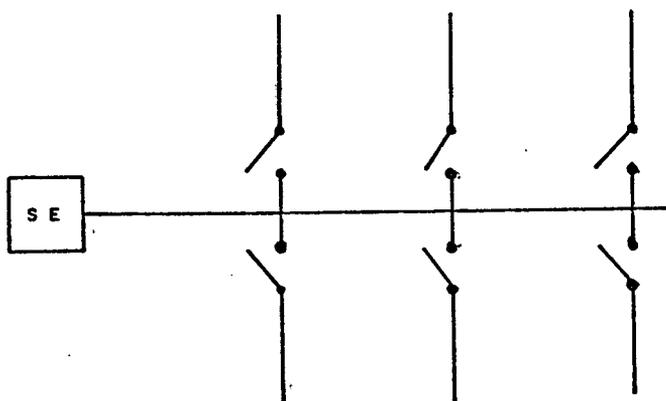
possuir interligação com outros alimentadores.

II.3.1. Alimentador Aéreo Radial sem Interligação

O alimentador radial aéreo sem interligação é geralmente utilizado em áreas de baixa densidade de carga, principalmente nas áreas rurais, nas quais os circuitos tomam normalmente direções distintas, face às próprias características de distribuição de carga, tornando geralmente antieconômico o estabelecimento de pontos de ligação.

A Figura II.3. mostra a configuração de um alimentador aéreo sem interligação que apresenta grau de confiabilidade muito

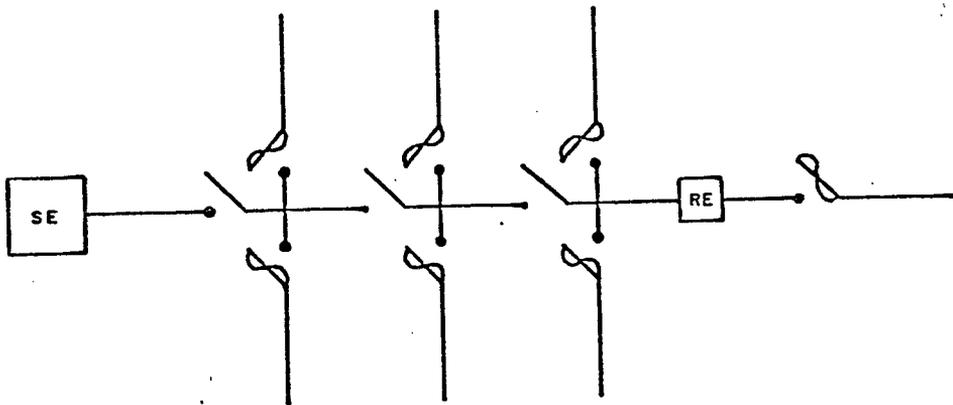
Figura II.3. - Alimentador Aéreo Radial Simples com Baixa Confiabilidade



baixo. Uma falha em qualquer parte do alimentador causa a interrupção no fornecimento de energia a todos os consumidores. Uma interrupção no tronco do alimentador, mesmo programada, provoca também a interrupção no fornecimento de energia a todos os consumidores.

A Figura II.4. mostra uma estrutura típica de alimentador radial simples. As chaves fusíveis laterais fazem com que as interrupções provenientes de falhas nos ramos laterais fiquem restritas aos próprios ramos. A abertura de chaves fuses instaladas ao longo do tronco possibilita que as interrupções sustentadas fiquem restritas somente a consumidores instalados a jusante da chave.

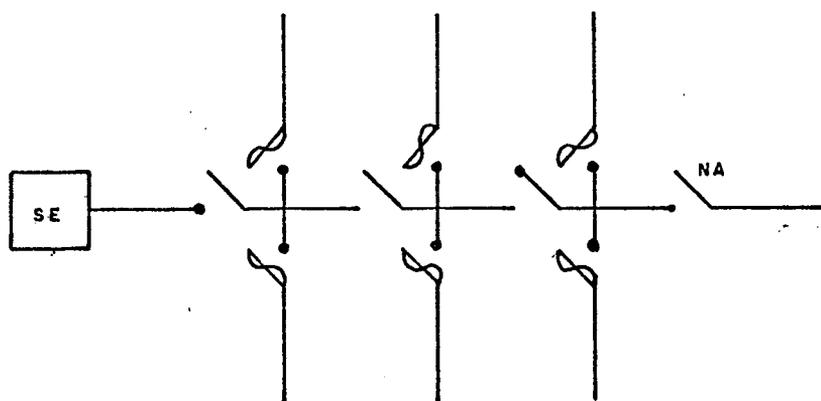
Figura II.4. - Estrutura Típica de Alimentador Aéreo Radial Simples



II.3.2. Alimentador Aéreo Radial com Interligação

O alimentador aéreo radial com interligação, esquematizado na *Figura II.5.*, é geralmente empregado em áreas urbanas. Caracteriza-se pela existência de interligação, normalmente aberta, entre alimentadores adjacentes da mesma ou de diferentes subestações, e pela existência de reserva de capacidade em cada alimentador para suprir, total ou parcialmente, a carga de outro alimentador na eventualidade de uma interrupção sustentada. O sistema radial com interligação apresenta melhor grau de confiabilidade do que o radial simples, uma vez que uma interrupção é passível de ficar restrita somente ao bloco falhado, ou àquele que esteja recebendo manutenção.

Figura II.5. - Alimentador Aéreo Radial com Interligação



II.4. Índices de Confiabilidade [1,4,5]

Na quantificação do desempenho do sistema de distribuição de energia elétrica, além da utilização dos três índices fundamentais de confiabilidade, i.e. taxa da falha λ , tempo médio de restabelecimento t_r , e indisponibilidade U , são também utilizados outros índices, normalmente derivados desses.

Outros índices de desempenho do sistema, tais como confiabilidade por consumidor e carga média desconectada, podem ser encontrados na literatura referida. São apresentados a seguir os índices de duração e frequência das interrupções ponderados por consumidor e potência, pois serão utilizados nos modelos de hierarquização de alimentadores no Capítulo IV.

II.4.1. Índices Ponderados por Consumidor

a) Duração Equivalente por Consumidor, DEC

A Duração Equivalente por Consumidor, DEC, é o período de tempo que em média cada consumidor do sistema fica privado do fornecimento de energia elétrica no período considerado.

O índice DEC é calculado através de (II.5).

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n CA_i t_i}{CS} \quad (II.5)$$

Onde:

CA_i : número de consumidores atingidos pela interrupção i

t_i : tempo, em horas, da interrupção i

CS : número total de consumidores do sistema

n : número total de interrupções

b) Frequência Equivalente por Consumidor, FEC

O índice Frequência Equivalente por Consumidor, FEC, é o número de interrupções que em média cada consumidor do sistema sofreu no período considerado, e é obtido através da equação (II.6) a seguir.

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n CA_i}{CS} \quad (II.6)$$

Onde:

CA_i : número de consumidores atingidos na interrupção i

CS : número total de consumidores do sistema

II.4.2. Índices Ponderados por Potência

a) Duração Equivalente por Potência, DEK

O índice Duração Equivalente por Potência, DEK, é o período de tempo que em média cada unidade de potência instalada, KVA ou MVA, do sistema ficou desativada no período considerado, e é calculado através de (II.7) a seguir.

$$DEK = \frac{\sum_{i=1}^n PA_i t_i}{P_{total}} \quad (II.7)$$

Onde:

DEK : duração equivalente por potência instalada

PA_i : potência instalada atingida pela interrupção i

P_{total} : potência instalada total do sistema

b) Freqüência Equivalente por Potência, FEK

O índice Freqüência Equivalente por Potência, calculado através de (II.8), é o número de interrupções, que em média, cada unidade de potência instalada do sistema sofreu no período considerado.

$$FEK = \frac{\sum_{i=1}^n PA_i}{P_{total}} \quad (II.8)$$

Onde:

FEK : Freqüência Equivalente por Potência Instalada

PA_i : Potência instalada atingida pela interrupção i

P_{total} : Potência instalada total do sistema

II.5. Metodologia para o Cálculo de Índices de Confiabilidade

Basicamente pode-se dividir em dois os tipos de metodologias utilizadas para cálculo dos índices de desempenho do sistema elétrico: i) os que calculam os índices com base nos dados históricos; e ii) os que calculam os índices com base na confiabilidade esperada.

Normalmente as concessionárias brasileiras, principalmente na área de operação e manutenção do sistema, calculam os índices com base nos dados históricos. Os dados de cada interrupção (hora início, hora término, causa,...) são registrados e processados manualmente ou com o auxílio do computador. Os índices são calculados por alimentador, por regiões, e assim por diante, e apresentados sob a forma de relatórios como mostra o Anexo 1. Os gerentes de posse desses relatórios, intuitivamente e com base na experiência, com ou sem o auxílio de análises de regressão ou dos métodos apresentados no Capítulo IV, analisam os relatórios e tomam as decisões com relação à alocação dos recursos de manutenção.

Métodos que calculam os índices com base na confiabilidade esperada podem ser encontrados em [2,3,4,6]. Nesses métodos os índices taxa de falha, tempo médio de restabelecimento e indisponibilidade podem ser calculados para cada ponto de carga ou para o sistema como um todo, com base nos dados de taxa de falha dos componentes, nos tempos envolvidos no restabelecimento quando da ocorrência de uma falha, e na configuração do sistema. A escolha recai sobre a alternativa que apresentar melhor confiabilidade esperada, ou analisando-se as relações Custo/Benefício.

OLIVEIRA [4] faz uma comparação entre as metodologias do CODI, CST, e de Koval & Billinton, e conclui que os métodos manuais são adequados para a análise de confiabilidade de

sistemas já implantados. Entretanto, estes mesmos métodos tornam-se inadequados para a análise de muitas configurações alternativas feitas pelo planejamento, devido ao grande esforço requerido e a maior possibilidade de erro. Neste caso, a metodologia CST é mais adequada. No presente trabalho, optou-se pelo cálculo manual da confiabilidade esperada.

A seguir, utilizando-se um exemplo, será apresentada a metodologia para cálculo dos índices que serão utilizados no presente trabalho. Para isto, será utilizado o exemplo da *Figura II.6*, cujos dados de comprimento de rede e de carga instalada encontram-se nas *Tabelas II.1* e *II.2*. As taxas de falha anuais dos alimentadores a_{11} e a_{12} são respectivamente 0,2 e 0,6 falhas/km. O tempo médio de execução do serviço, t_e , é de 1,5 horas. O tempo médio para localização e isolamento da falha e religamento dos blocos não falhados, t_l , é 0,5 horas.

Figura II.6. - Sistema Exemplo utilizado na apresentação da metodologia de cálculo dos índices de confiabilidade

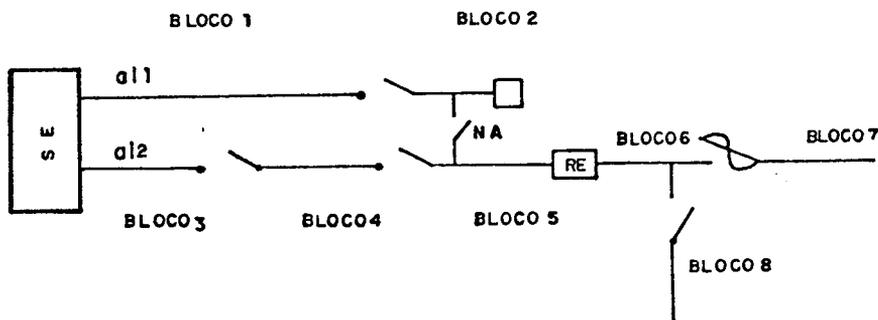


Tabela II.1.- Comprimento, Potência e Consumidor Primário por Bloco do Alimentador a1 da Figura II.6.

BLOCO	km de REDE	kVA INSTALADO			kVA ACUMULADO	Nº CONS. PRIMÁRIOS
		PRIM	SEC	TOTAL		
1	2,0	0	0	0	7500	0
2	0,5	7500	0	7500	7500	1
AL 01	2,5	7500	0	7500	7500	1

Tabela II.2.- Comprimento, Potência e consumidor Primário por Bloco do Alimentador a2 da Figura II.6.

BLOCO	km de REDE	kVA INSTALADO			kVA ACUMULADO	Nº CONS. PRIMÁRIOS
		PRIM	SEC	TOTAL		
3	1,0	0	75	75	2250	0
4	1,0	75	105	180	2175	1
5	1,5	1200	150	1350	1995	4
6	1,0	75	300	375	645	1
7	3,0	0	90	90	90	0
8	1,5	150	30	180	180	1
AL 02	9,0	1500	750	2250	2250	7

II.5.1. Tempo Médio de Reparo

O tempo médio de reparo é dado por (II.9).

$$tr = te + tl \quad (II.9)$$

Onde:

te : tempo médio de execução do serviço;

tl : tempo médio para localização, isolamento da falha e religamento dos blocos não falhados.

Assim para o exemplo em consideração,

$$tr = 1,5 + 0,5$$

$$tr = 2,0 \text{ horas}$$

Os tempos te e tl aqui considerados são os tempos médios de uma agência regional. Porém se dados estiverem disponíveis, poderão ser utilizados os tempos te e tl de cada alimentador ou bloco.

II.5.2. Frequência de Falha Anual de um Bloco

A frequência de falha anual de um bloco é dada por (II.10).

$$fF_k = \lambda_{al} CR_k \quad (\text{II.10})$$

Onde:

fF_k : frequência de falha anual do bloco k em consideração

λ_{al} : taxa de falha do alimentador ao qual o bloco k em consideração pertence (falhas/km . ano)

CR_k : comprimento (em km) do bloco k

Assim, a frequência de falha no bloco 1 no exemplo é:

$$fF_1 = \lambda_{al1} CR_1$$

$$fF_1 = 0,2 \times 2$$

$$fF_1 = 0,4 \text{ falhas/ano}$$

Da mesma forma, a frequência de falha do bloco 8 para o exemplo é:

$$fF_8 = \lambda_{al2} CR_8$$

$$fF_8 = 0,6 \times 1,5$$

$$fF_8 = 0,9 \text{ falhas/ano.}$$

II.5.3. Frequência de Interrupção Anual de um Bloco

Seja k , o índice do bloco em análise. Seja Ψ_k , o conjunto

formado por todos os blocos que, falhados, interrompem o bloco k . Diz-se então que um consumidor instalado no bloco k será privado de energia somente devido a falhas em algum bloco pertencente ao conjunto Ψ_k . Pode-se ainda definir $\overline{\Psi}_k$, o conjunto dos blocos que, falhados, não causam interrupção no bloco k .

A frequência de interrupção anual de um bloco k pode ser dada por (II.11).

$$fI_k = \sum_{j \in \Psi_k} fF_j \quad (II.11)$$

ou alternativamente,

$$fI_k = \sum_{j \in \Psi_k} \lambda_j CR_j \quad (II.12)$$

Onde:

- fI_k : frequência de interrupção de um bloco k em consideração
- fF_j : frequência de falha de um bloco $j \in \Psi_k$
- λ_j : taxa de falha de um bloco $j \in \Psi_k$
- CR_j : comprimento de rede (em km) de um bloco $j \in \Psi_k$
- Ψ_k : conjunto dos blocos que, falhados, interrompem o bloco k
- j : um bloco pertencente a Ψ_k
- k : um bloco, do sistema, em consideração

Desta forma, considerando o bloco 4 da Figura II.6, tem-se

$$k = 4$$

$$\Psi = \{3,4,5\}$$

$$\bar{\Psi}_k = \{1,2,6,7,8\}$$

$$fI_4 = fF_3 + fF_4 + fF_5$$

$$fI_4 = 0,6 + 0,6 + 0,9$$

$$fI_4 = 2,1 \text{ interrupções/ano}$$

II.5.4. Tempo de Interrupção Anual de um Bloco ou Indisponibilidade

Uma falha num bloco $j \in \Psi_k$ causa interrupção, temporária ou permanente, num bloco k em consideração. Seja f , um bloco pertencente a Ψ_k , o bloco falhado. Seja \mathfrak{J}_k , o subconjunto de Ψ_k , formado por todos os blocos que causam interrupção temporária no bloco k . E J_k , o subconjunto de Ψ_k , formado por todos os blocos que causam interrupção permanente no bloco k .

A interrupção em k será temporária, se o bloco falhado, f , estiver localizado a jusante de k , ou então se f estiver a montante de k , e existir pelo menos uma chave normalmente aberta a jusante de f .

No primeiro caso, o bloco f será isolado para reparo e k ,

alimentado pela fonte original. Tomando-se o sistema da Figura II.6., essa situação fica exemplificada quando $k = 4$ e $f = 5$.

No segundo caso, o bloco f será isolado para reparo e o bloco k , alimentado pela chave a jusante de f normalmente aberta (NA). Para o exemplo, se $k = 5$, e $f = 4$, então o bloco 5 pode ser alimentado através de NA, no caso de falha do bloco 4.

A interrupção num bloco k será permanente se o próprio bloco k estiver falhado, ou se o bloco falhado, f , estiver localizado a montante de k e não existir chave normalmente aberta a jusante de f . Se k estiver falhado, este não poderá ser energizado antes que os serviços de reparo estejam concluídos. No outro caso, o bloco k não poderá ser energizado por não existir alternativa de suprimento deste, e.g. $k = 8$ e $f = 5$ para o sistema da Figura II.6. .

O tempo de interrupção temporária anual do bloco k , pode ser dada por (II.13).

$$U_{Z_k} = t_l \sum_{j \in Z_k} f_j F_j \quad (\text{II.13})$$

Onde:

U_{Z_k} : tempo de interrupção temporária anual do bloco k
em consideração

- t_l : tempo de localização da falha
 fF_j : frequência de falha de um bloco j
 \mathfrak{Z}_k : conjunto dos blocos que causam interrupção temporária no bloco k

O tempo de interrupção permanente anual do bloco k , U_{J_k} , pode ser dado por (II.14).

$$U_{J_k} = tr \sum_{j \in J_k} fF_j \quad (\text{II.14})$$

Onde

- U_{J_k} : tempo de interrupção permanente de um bloco k
 tr : tempo médio de reparo
 J_k : conjunto dos blocos que causam interrupção permanente em k
 fF_j : frequência de falha de um bloco j

O tempo de interrupção anual do bloco k é então:

$$U_k = U_{\Psi_k} = U_{\mathfrak{Z}_k} + U_{J_k} \quad (\text{II.15})$$

Usando (II.13) e (II.14):

$$U_k = t_l \sum_{j \in \mathfrak{Z}_k} fF_j + tr \sum_{j \in J_k} fF_j$$

Como $tr = te + t_l$, então:

$$\begin{aligned}
 U_k &= tl \left(\sum_{j \in \mathcal{I}_k} fF_j + \sum_{j \in \mathcal{J}_k} fF_j \right) + te \sum_{j \in \mathcal{J}_k} fF_j \\
 U_k &= tl fI_k + te \sum_{j \in \mathcal{J}_k} fF_j \quad (\text{II.16})
 \end{aligned}$$

Tomando o sistema da Figura II.6., considerando o bloco 6, então:

$$k = 6$$

$$\Psi_k = \langle 3, 4, 5, 6, 8 \rangle$$

$$\overline{\Psi}_k = \langle 1, 2, 7 \rangle$$

$$U_{\mathcal{I}_6} = tl \left(fF_3 + fF_4 + fF_8 \right)$$

$$U_{\mathcal{I}_6} = 0,5 \left(0,6 + 0,6 + 0,4 \right)$$

$$U_{\mathcal{I}_6} = 0,8 \text{ horas/ano}$$

$$U_{\mathcal{J}_6} = tr \left(fF_5 + fF_6 \right)$$

$$U_{\mathcal{J}_6} = 2,0 \left(0,9 + 0,6 \right)$$

$$U_{\mathcal{J}_6} = 3,0 \text{ horas/ano}$$

$$U_6 = U_{\Psi_6} = U_{\mathcal{I}_6} + U_{\mathcal{J}_6}$$

$$U_6 = 0,8 + 3,0$$

$$U_6 = 3,8 \text{ horas/ano}$$

Ou usando (II.16), tem-se :

$$U_6 = tl fI_6 + te \left(fF_5 + fF_6 \right)$$

$$U_{\sigma} = 0,5 \times 3,1 + 1,5 (0,9 + 0,6)$$

$$U_{\sigma} = 3,8 \text{ horas/ano}$$

II.5.5. Potência Interrompida

Seja k o índice do bloco em análise, assim uma falha no bloco k , $b_k \equiv b_f$, interrompe a potência instalada no bloco k e em todos os blocos a jusante deste. A potência instalada nos blocos a montante do bloco k poderá ou não ficar interrompida dependendo da existência ou não de equipamentos de proteção que isolem automaticamente a falha ocorrida no bloco k .

Seja Γ_k o conjunto de todos os blocos interrompidos quando o bloco k falha. Seja $\bar{\Gamma}_k$ o conjunto de todos os blocos não interrompidos quando o bloco k falha. Então a potência interrompida por uma falha no bloco k é dada por:

$$PI_k = \sum_{g \in \Gamma_k} P_g \quad (\text{II.17})$$

Onde :

- PI_k : potência interrompida quando o bloco k falha
 P_g : potência instalada num bloco g pertencente a Γ_k
 Γ_k : conjunto dos blocos interrompidos quando o bloco k falha.

Assim, considerando o bloco σ do sistema da Figura II.6.,
tem-se:

$$k = \sigma \text{ (falhado)}$$

$$\Gamma_{\sigma} = \{ \sigma, 7, 8 \}$$

$$\overline{\Gamma}_{\sigma} = \{ 1, 2, 3, 4, 5 \}$$

$$PI_{\sigma} = P_{\sigma} + P_7 + P_8$$

$$PI_{\sigma} = 375 + 90 + 180$$

$$PI_{\sigma} = 645 \text{ KVA}$$

II.5.6. Energia não Suprida

A energia consumida num bloco k , no período de uma hora (1h) pode ser dada por:

$$E_k = fd_k \times P_k \quad \text{(II.18)}$$

Onde :

E_k : energia consumida pelo bloco k

fd_k : fator de demanda do bloco k

P_k : potência instalada no bloco k

A energia média anual não fornecida ao bloco k devido a falhas no sistema pode ser dada por:

$$\text{Enf}_k = E_k \times U_k \quad (\text{II.19})$$

Onde:

Enf_k : energia média anual não fornecida ao bloco k, devido a falhas

E_k : energia consumida no bloco k

U_k : tempo de interrupção anual no bloco k

Seja \mathcal{S}_k , o subconjunto de Γ_k , formado por todos os blocos que sofrem interrupção temporária quando o bloco k falha.

Seja \mathcal{G}_k , o subconjunto de Γ_k , formado por todos os blocos que sofrem interrupção permanente quando o bloco k falha.

Então a Energia não fornecida ao sistema devido a Falhas no bloco k (ENF_k) pode ser dada por:

$$\text{ENF}_k = fF_k \left(tl \sum_{g \in \mathcal{S}_k} P_g fd_g + tr \sum_{g' \in \mathcal{G}_k} P_{g'} fd_{g'} \right) \quad (\text{II.20})$$

Se o fator de demanda para todos os blocos do mesmo alimentador for considerado o mesmo, e substituindo (II.9) em (II.20), então:

$$\begin{aligned} \text{ENF}_k = fF_k \left[tl \left(\sum_{g \in \mathcal{S}_k} P_g fd_g + \sum_{g' \in \mathcal{G}_k} P_{g'} fd_{g'} \right) + \right. \\ \left. + te \sum_{g' \in \mathcal{G}_k} P_{g'} fd_{g'} \right] \end{aligned}$$

Ou seja :

$$ENF_k = fd_{al} \times fF_k \left(tl \ PI_k + te \sum_{g' \in G_k} P_{g'} \right) \quad (II.21)$$

Onde:

ENF_k : Energia não suprida ao sistema devido a Falhas no bloco k

fd_{al} : fator de demanda do alimentador

fF_k : frequência de falha do bloco k

tl : tempo de localização da falha

PI_k : potência interrompida quando o bloco k falha

$P_{g'}$: potência instalada num bloco g'

G_k : conjunto dos blocos que sofrem interrupção permanente se o bloco k falha

Seja o bloco 5, do sistema da *Figura 11.6.*, então:

$$k = 5 \text{ (falhado)}$$

$$\bar{\Gamma} = \{ 1, 2 \}$$

$$\Gamma = \{ 3, 4, 5, 6, 7, 8 \}$$

$$\mathcal{G} = \{ 3, 4 \}$$

$$G = \{ 5, 6, 7, 8 \}$$

A energia consumida pelo bloco 5 em 1h é dada por :

$$E_5 = fd_{al2} \times P_5$$

$$E_5 = 0,5 \times 1350$$

$$E_5 = 675 \text{ KWh}$$

A energia anual não fornecida ao bloco 5, devido a falhas no sistema é:

$$\text{Enf}_5 = E_5 \times U_5$$

$$\text{Enf}_5 = 675 \times 2,4 = 1620 \text{ KWh}$$

A energia não suprida ao sistema devido a falhas no bloco 5 é:

$$\text{ENF}_5 = 0,5 \times 0,9 [0,5 \times 2250 + 1,5 (1350 + 375 + 90 + 180)]$$

$$\text{ENF}_5 = 1853 \text{ KWh}$$

Para o cálculo da energia não suprida foi utilizado o valor da energia média. No entanto, outro valor pode ser utilizado, por exemplo, no caso de existir correlação positiva entre a hora e a falha, pode ser conveniente utilizar a energia consumida na hora de pico.

II.5.7. Consumidor Interrompido

A análise feita para o número de consumidores atingidos por uma falha num bloco k é análoga àquela feita para a potência interrompida. O número de consumidores interrompidos quando um bloco k falha é dado por (II.22).

$$NCI_k = \sum_{g \in \Gamma_k} NC_g \quad (II.22)$$

Onde:

NCI_k : número de consumidores interrompidos quando o bloco k falha

NC_g : número de consumidores instalados no bloco g

Γ_k : conj. dos blocos interrompidos se o bloco k falha

Na impossibilidade de se obter o número de consumidores instalados por bloco, pode-se adotar o valor da relação definida na portaria 046 de 17 de abril de 1978 do DNAEE [8]. Este valor é:

$$vc = \frac{\text{no. de consumidores secundários instalados}}{\text{potência secundária total instalada}} \quad (II.23)$$

Desta forma, se no exemplo ora considerado, o sistema atende 375 consumidores secundários, então:

$$vc = 375/750 = 0,5$$

Se o bloco em análise for o bloco 8, então:

$$k = 8$$

$$\Gamma = (6, 7, 8)$$

$$\bar{\Gamma} = \{ 1, 2, 3, 4, 5 \}$$

$$NCI_{\theta} = vc (P_{\sigma} + P_7 + P_8) + \text{no. consum. primários}$$

$$NCI_{\theta} = 0,5 (300 + 90 + 30) + 2$$

$$NCI_{\theta} = 212 \text{ consumidores}$$

Se na região analisada os consumidores não estiverem homogeneamente distribuídos o uso do valor da relação vc para estimar o número de consumidores interrompidos pode acarretar distorções.

II.5.8. Índices Operativos por Potência Instalada

a) Freqüência

A Freqüência anual equivalente por potência instalada no alimentador pode ser dada por (II.24).

$$FEK_{al} = \frac{\sum_{i \in A} f I_i P_i}{P_{al}} \quad (\text{II.24})$$

ou alternativamente,

$$FEK_{al} = \frac{\sum_{i \in A} fF_i PI_i}{P_{al}} \quad (II.25)$$

Onde:

FEK_{al} : frequência equivalente por potência instalada no alimentador

fI_i : frequência de interrupção anual do bloco i pertencente ao alimentador

fF_i : frequência de falha do bloco i

A : conjunto dos blocos pertencentes ao alimentador

P_i : Potência instalada no bloco i

PI_i : potência interrompida quando o bloco i falha

P_{al} : Potência instalada no alimentador

Considerando o sistema da Figura II.6., analisando o alimentador al_1 , a equação (II.24) fica:

$$FEK_{al1} = (fI_1 P_1 + fI_2 P_2) / P_{al1}$$

$$FEK_{al1} = (0,5 \times 0 + 0,5 \times 7500) / 7500$$

$$FEK_{al1} = 0,5 \text{ interrupções}$$

Alternativamente, aplicando (II.25),

$$FEK_{al1} = (0,4 \times 7500 + 0,1 \times 7500) / 7500$$

$$FEK_{al1} = 0,5 \text{ interrupções}$$

b) duração

A duração anual equivalente por potência instalada do alimentador pode ser dada por (II.26).

$$DEK_{al} = \frac{\sum_{i \in A} U_i P_i}{P_{al}} \quad (II.26)$$

ou alternativamente,

$$DEK_{al} = \frac{\sum_{i \in A} f_i^{FC} t_i \times PI_i + t_e \sum_{g' \in G_i} P_{g'}}{P_{al}},$$

para todo $i \in A$ (II.27)

Onde:

- DEK_{al} : duração equivalente por potência do alimentador
 U_i : indisponibilidade anual do bloco i
 P_i : potência instalada no bloco i
 P_{al} : potência instalada no alimentador
 A : conjunto dos blocos do alimentador
 PI_i : potência interrompida quando o bloco i falha

Aplicando (II.26) para o alimentador al_1 do sistema da Figura II.6., tem-se:

$$DEK_{al1} = (0,85 \times 0 + 0,4 \times 7500) / 7500$$

$$DEK_{al1} = 0,4 \text{ horas}$$

II.5.9. Índices Operativos por consumidor

Os índices operativos por consumidor são obtidos similarmente aos índices operativos por potência. Em (II.24) e (II.27), as variáveis que representam potência são substituídas por suas correspondentes que representam o consumidor, isto é:

$$\begin{aligned} FEC_{al} &\rightarrow FEK_{al} \\ DEC_{al} &\rightarrow DEK_{al} \\ NC_i &\rightarrow P_i \\ NCI_i &\rightarrow PI_i \\ NC_{al} &\rightarrow P_{al} \end{aligned}$$

Tem-se portanto as seguintes expressões para os índices DEC e FEC:

$$FEC_{al} = \frac{\sum_{i \in A} fI_i NC_i}{NC_{al}} \quad (II.28)$$

$$FEC_{al} = \frac{\sum_{i \in A} f F_i NCI_i}{NC_{al}} \quad (II.29)$$

$$DEC_{al} = \frac{\sum_{i \in A} U_i NCI_i}{NC_{al}} \quad (II.30)$$

$$DEC_{al} = \frac{\sum_{i \in A} f F_i C_{tl} \times NCI_i + t_e \sum_{g' \in G} NCI_{g'}}{NC_{al}} \quad (II.31)$$

para todo $i \in A$

Para o cálculo do FEC do alimentador al_1 do sistema da Figura II.6. utilizando a equação (II.28), tem-se:

$$FEC_{al_1} = (0,5 \times 0 + 0,5 \times 1) / 1 = 0,5 \text{ interrupções}$$

Para o cálculo de DEC, usando (II.30), tem-se:

$$DEC_{al_1} = (0,85 \times 0 + 0,4 \times 1) / 1 = 0,4 \text{ horas}$$

Os resultados obtidos para cada bloco do sistema da Figura II.6 encontram-se na Tabela II.3.

Tabela 11.3. - Índices de Desempenho dos Blocos do Sistema da Figura 11.6.

BLOCO	Frequên- cia de falha	Frequên- cia de interru- ção	Indispo- nibilidade	Potência interrom- pida	Energia consumida por hora	Energia não for- neada ao bloco	Energia não for- neada ao sistema por falha no bloco
(K)	(fFk)	(fIk)	(Uk)	(PIk)	(Ek)	(Enfk)	(ENFk)
1	0,4	0,5	0,85	7500	0	0	1200
2	0,1	0,5	0,40	7500	6000	2400	1200
3	0,6	2,1	1,95	2250	38	74	371
4	0,6	2,1	1,95	2250	90	176	419
5	0,9	2,1	2,40	2250	675	1620	1853
6	0,6	3,1	3,80	645	188	714	387
7	1,8	4,9	7,40	90	45	333	162
8	0,4	3,1	4,40	645	90	396	126

III. TEORIA DA MANUTENÇÃO

A manutenção envolve ações, planejadas ou não, com o objetivo de manter um sistema ou componente em boas condições ou restaurá-lo à condição de operação. Os dois tipos básicos de manutenção são manutenção corretiva e manutenção preventiva.

LIE & CHUN [9] definem manutenção preventiva como aquela efetuada antes que a falha ocorra. Definem também manutenção corretiva como aquela efetuada quando o sistema falha.

KLINE [10], por sua vez, define manutenção preventiva, aquela efetuada usualmente com base em programações, com o propósito de manter um item em condições satisfatórias de operação (inclui testes periódicos em equipamento, monitoramento, serviço e inspeção). Kline também define manutenção corretiva como sendo aquela feita com o objetivo de restaurar, após uma falha ou outra disfunção, o equipamento à condição de operação. Inclui a detecção da

falha ou disfunção, correção, e posterior verificação. Com base nesses dois tipos de manutenção, i.e. manutenção corretiva e manutenção preventiva, surgiram as duas já conhecidas políticas de manutenção: cuidado no trato e substituição de emergência. Na primeira política entende-se que quanto maior for a frequência de manutenção, menor o número de falhas. A segunda política preconiza a operação do equipamento até que este se torne inoperável. Ambas as políticas, dependendo do sistema, podem não ser ótimas, e podem conduzir à inadequada manutenção, a excessivos colapsos do sistema ou equipamento, e a altos custos [11]. Por este motivo, modelos de políticas de manutenção têm sido desenvolvidos a fim de minimizar falhas, i.e. minimizar o tempo indisponível do sistema por motivo de falha, para assegurar que resultados desejados sejam alcançados aos mais baixos custos possíveis.

Na secção III.1 será apresentada a curva da banheira, curva esta que representa o ciclo de vida de um componente ou de um sistema. Em III.2 será abordado o assunto da tendência da taxa de falha e o efeito da ação da manutenção sobre a taxa de falha. A tendência da taxa de falha é um indicador da viabilidade da manutenção preventiva. A ação da manutenção pode, ou não, diminuir o nível da taxa de falha. Em III.3 apresentam-se algumas políticas de manutenção de sistemas ou componentes. Cada componente ou sistema, de acordo com suas características, possui uma política adequada de manutenção. Na secção III.4 apresenta-se a política de manutenção

otimizada de BARLOW & PROSCHAN [12] e a política de manutenção com base na condição de SHERWIN [13]. Fechando o capítulo, na secção III.5 analisa-se teoricamente qual a política de manutenção que melhor se aplica aos sistemas de distribuição de energia elétrica.

III.1. Taxa de Falha Variável com o Tempo

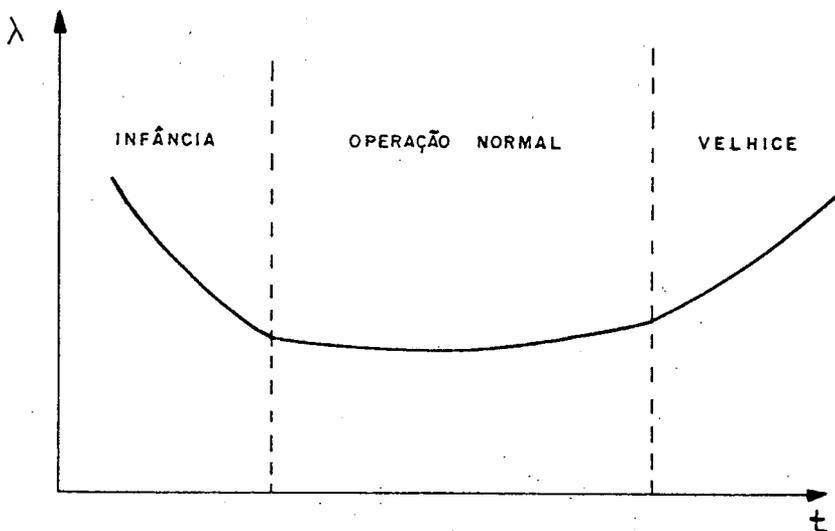
O gráfico da *Figura III.1*, conhecido como a *curva da banheira*, é uma típica função da taxa de falha e representa, teoricamente, o ciclo de vida de um componente ou sistema. A parte descendente do gráfico (taxa de falha decrescente com o tempo), representa o período de operação inicial, e diz-se que é o período de quebra ou mortalidade infantil. Em geral, falhas nesse período ocorrem causadas por erros de projeto ou construção.

A parte do gráfico que apresenta taxa de falha constante com o tempo representa o período de operação normal. Nele as falhas ocorrem ao acaso ou aleatoriamente, seja devido a catástrofes ou em operação normal.

O terceiro período de vida (do sistema ou equipamento) é o do envelhecimento ou desgaste, e vê-se então no gráfico da *Figura III.1.*, que a taxa de falha aí é crescente com o tempo (deterioração dos componentes pelo uso ou envelhecimento). Segundo a Teoria da Renovação, a

substituição do sistema ou equipamento é conveniente ser efetuada no período de envelhecimento, e é nesse período que pode a manutenção ser otimizada. A Teoria da Renovação ainda recomenda a manutenção corretiva nos dois outros períodos.

Figura III.1 - Curva da Banheira



Na prática, o ciclo de vida de um sistema pode ser representado pela função de falha dominante. Componentes mecânicos que passam por rigoroso controle de qualidade são exemplos em que a mortalidade infantil pode ser desconsiderada. Componentes eletrônicos são exemplos típicos de componentes com taxa de falha decrescente com a idade.

Segundo a Lei Exponencial da Falha para sistemas complexos [12], um sistema consistindo de vários componentes, cada um sujeito a um modelo individual de falha e substituição, tende a ter, com o crescimento da complexidade e do tempo de

operação, distribuição exponencial para o tempo entre falhas.

III.2. Tendência da Taxa de Falha e a Ação da Manutenção

A tendência da taxa de falha e a distribuição do tempo até a falha são dados fundamentais utilizados para a definição da política de manutenção a ser adotada. Em geral, se o componente possuir taxa de falha decrescente, qualquer substituição acarretará um aumento da taxa de falha. Se a taxa de falha é constante, então substituições não trarão diferenças na probabilidade de falha. Se, por fim, o componente possui taxa de falha crescente, teoricamente a manutenção programada, a qualquer tempo, acarretará melhora na confiabilidade do sistema. Essas três situações são ilustradas na *Figura III.2* [14].

Cada ação de manutenção atua diferentemente sobre a taxa de falha. Considerem-se três tipos de ação da manutenção, i.e. substituição, reforma, e reparo mínimo. A substituição é a ação da manutenção que substitui o sistema em uso por um outro novo, tal ação muda a curva de falha do sistema e diz-se que o novo estado do sistema é 'bom como novo' (do inglês 'good as new'). A reforma é a ação da manutenção que melhora a condição do sistema antes que a falha ocorra,

Figura III.2. - Efeito da Substituição sobre a Taxa de Falha

- a) taxa de falha decrescente
- b) taxa de falha constante
- c) taxa de falha crescente

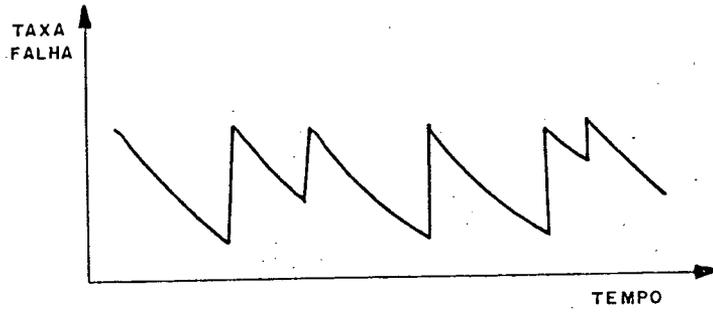


Fig III. 2.a

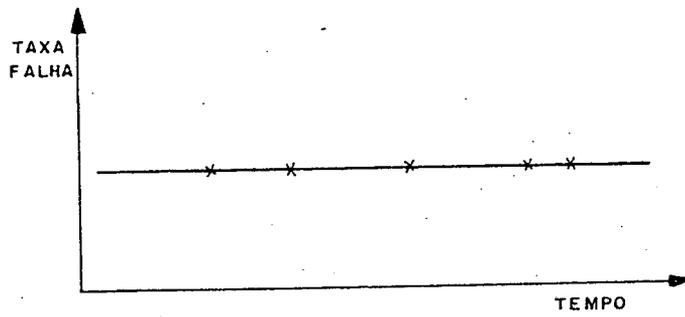


Fig III 2.b

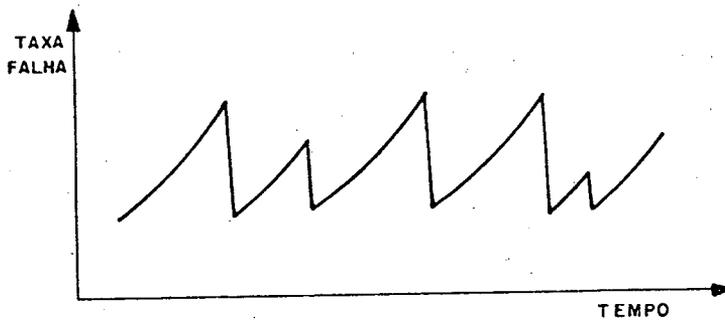
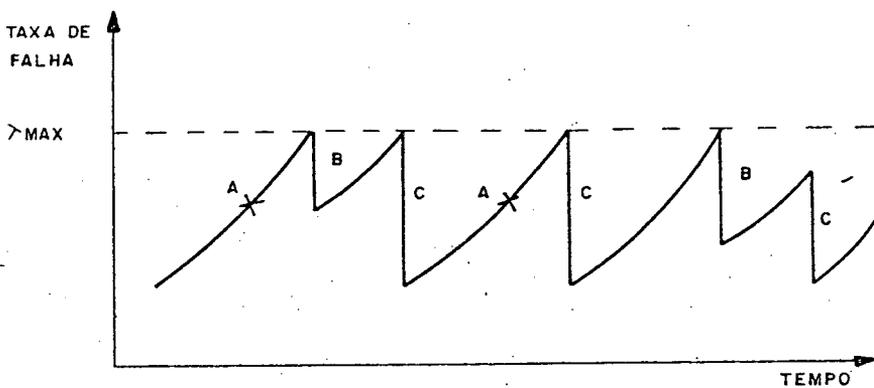


Fig III 2.c

entretanto tal melhora na condição não é suficiente para que o sistema alcance o estado bom como novo. O reparo mínimo é ação da manutenção, feita para restabelecer a condição de operação do sistema após uma falha. O reparo mínimo não altera a taxa de falha do sistema e diz-se então que o estado do sistema é 'ruim como velho' ('bad as old'). Estes três tipos de manutenção são ilustrados na Figura III.3.

Figura III.3. - Tipo de Ação da Manutenção

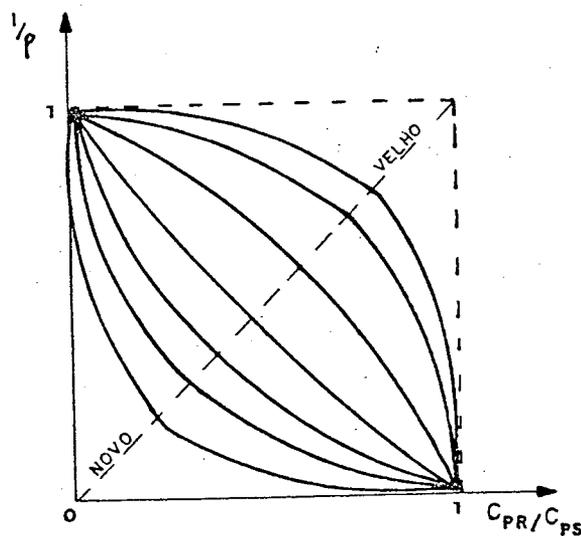
- a) reparo mínimo
- b) reforma
- c) substituição



Quando a manutenção é perfeita, a substituição faz com que a taxa de falha do componente (sistema ou equipamento), seja reduzida de $\lambda(t)$ para λ_0 , e o sistema passa ao estado 'bom como novo'. Quando a manutenção é imperfeita, a substituição reduz a taxa de falha de $\lambda(t)$ para $\lambda(t)/\rho$, com $\rho > 1$, onde ρ é o fator de melhoria da manutenção. Quando $\rho \rightarrow 1$, o sistema tende a ficar 'ruim como velho'. Quando $\rho \rightarrow \infty$, o sistema tende ao estado 'bom como novo'.

LIE & CHUN [9] consideram que o custo de uma manutenção preventiva com reforma, C_{PR} , e o tempo de operação do sistema são os fatores que mais influenciam no fator ρ . Se o custo de manutenção preventiva com reforma, C_{PR} , se aproxima de zero, então $\rho \rightarrow 1$, e a taxa de falha é correspondente à de um sistema no estado 'ruim como velho'. Se o custo da manutenção preventiva com reforma se aproxima do custo da manutenção preventiva com substituição, C_{PS} , então $\rho \rightarrow \infty$, e a taxa de falha é a correspondente à de um sistema no estado 'bom como novo'. Com relação à idade, o fator de melhoria, ρ , se comporta conforme as curvas apresentadas na Figura III.4. A razão para isto é que para um mesmo custo de manutenção com restauração, a melhoria é maior se o sistema é jovem.

Figura III.4. - Conjunto de Curvas do Fator de Melhoria ρ como uma Função do Custo de Manutenção Preventiva e do Tempo de Operação [9].



III.3. Algumas Políticas de Manutenção

As políticas de manutenção são adotadas de acordo com as características de cada sistema, e.g., para sistemas simples uma adequada política de manutenção pode ser aquela em que o sistema é substituído quando ocorre a falha, ou quando já se passaram, e.g. T horas desde sua instalação, o que ocorrer primeiro. Ainda como exemplo, para sistemas complexos, uma política adequada pode ser aquela em que, ocorrendo a falha, o item sofre reparo mínimo e, a intervalos constantes, kT com $k = 1, 2, 3, \dots$, o sistema sofre reforma.

Utilizando manutenção corretiva, preventiva, ou combinações destas, e realizando as ações de substituição e/ou reforma e/ou reparo mínimo, as políticas de manutenção são traçadas objetivando a minimização de custos. São apresentadas nesta secção, algumas políticas de manutenção difundidas na literatura.

III.3.1. Manutenção com Substituição Baseada na Idade

Na política de substituição baseada na idade, quando o item atinge um tempo pré-especificado T de operação, é substituído e portanto passa ao estado 'bom como novo'. Nesta política, a substituição ocorre na falha, ou após o

período T de operação, o que ocorrer primeiro.

III.3.2. Manutenção com Substituição em Bloco

A política de substituição em bloco é aquela que substitui todos os itens de um mesmo tipo simultaneamente, a intervalos kT , com $k = 1, 2, 3, \dots$, havendo substituição individual em caso de falhas. Um exemplo clássico dessa política, é a substituição de todas as lâmpadas de uma mesma área a cada, e.g., seis meses, independentemente do histórico de falha de cada uma, e a substituição individual se ocorrer a falha.

III.3.3. Manutenção com Substituição Periódica e Reparo Mínimo

Nesta política, quando ocorre a falha, apenas o reparo mínimo é efetuado, portanto o sistema permanece com a mesma taxa de falha após essa ação, i.e. o sistema permanece no estado 'ruim como velho'. A substituição ocorre a intervalos constantes kT , com k inteiro positivo, e tal ação implica em que o sistema passe ao estado 'bom como novo'.

III.3.4. Manutenção de Oportunidade

Manutenção de oportunidade é a política adotada quando for impraticável efetuar a manutenção do sistema com periodicidade. Nesta política, a manutenção é feita quando o sistema está inoperante, i.e. são aproveitadas as horas em que o sistema está fora do ar, e.g. à noite ou fins de semana. Também se inclui nesta política a manutenção efetuada em partes do sistema aproveitando-se paradas provenientes de outras partes falhadas.

III.3.5. Manutenção Seqüencial

Esta é a política aplicada a sistemas com tempo de vida limitado. A época da manutenção é calculada após cada reforma, procurando-se minimizar os custos esperados durante o intervalo de vida restante.

III.3.6. Manutenção com base no Monitoramento

Esta política é tal que a falha em potencial é detectada através de rotinas de monitoramento tais como a verificação da temperatura e do nível do óleo. O valor crítico das

variáveis para o qual deve ser dada a manutenção é apurado visualmente ou através de alarmes.

III.3.7. Manutenção centrada na confiabilidade

A manutenção centrada na confiabilidade [15] é um método utilizado para estabelecer a política de manutenção em partes de sistemas complexos que possuam componentes com segurança crítica e não crítica. O método é baseado na premissa de que a confiabilidade é uma característica de projeto e deve ser realizada e preservada durante a operação. As três políticas de manutenção utilizadas pelo método são *manutenção com tempo fixo*, *manutenção com base na condição* (item III.3.8.), e *manutenção com base no monitoramento* (item III.3.6.)

Durante a operação, a análise de cada modo de falha crítico é realizada através do processo de decisão lógica. Esse processo consiste numa seqüência de perguntas que têm respostas do tipo sim/não. A seqüência das respostas conduz ao extremo de um dos ramos da árvore de decisão lógica onde então está definida a política de manutenção adequada a ser adotada para o item ou indicado que o item deve ser encaminhado ao projeto para análise e redefinição.

III.3.8. Manutenção com Inspeção

Basicamente são duas as políticas de manutenção com inspeção. Uma que visa detectar a falha após esta ter ocorrido [16], e outra que visa a antecipação da descoberta da falha [13].

A primeira política é aplicável a sistemas onde a falha só pode ser detectada por meio da inspeção. O objetivo é então minimizar o custo total esperado composto pelo custo da inspeção (toda inspeção provoca um custo) e pelo custo da falha. Esta última parcela, custo da falha, é normalmente uma função crescente com o tempo decorrido desde a falha até a sua detecção. A quantidade de mercadoria estocada perecível que está em estado de deterioração e o ataque de uma doença como o câncer são exemplos de eventos que só podem ser detectados por meio de inspeção.

A segunda política analisa o estado do item. Quando este estado for bom, isto significa que o item sobreviverá até a próxima inspeção. Quando o estado for defeituoso, significará que se estima que o item não sobreviva até à próxima inspeção, em outras palavras, a falha é pendente, sendo então acionada a manutenção.

Nesta segunda política, aquela baseada na condição do componente, assume-se que o item pode se encontrar em m+1

estados, numerados de 0 a m . O estado m é o estado em que o item se encontra falhado. Quando numa inspeção o item se encontra num estado com numeração superior ou igual a um limiar k , $0 < k < m$, pré-estabelecido, o item é substituído, ou seja, no limiar k o estado é de falha pendente. Este tipo de política é o mais simples quando apenas se consideram três estados: bom; de falha pendente; e de falha.

Quanto à inspeção, esta é realizada com o sistema funcionando, e visa detectar se o estado do componente é bom ou de falha pendente. O estado de falha deve anunciar-se *per se*, i.e. a falha implica na parada do sistema. A inspeção pode incorrer em dois tipos de erro. O primeiro deles seria considerar o item como bom e ele estar defeituoso, ocorrendo então a falha antes da próxima inspeção. O outro erro seria considerar o item defeituoso quando este estiver bom, substituindo-se portanto o item desnecessariamente. Este segundo tipo de erro não poderá nunca ser constatado.

III.4. Manutenção Otimizada

Modelos para o cálculo do intervalo ótimo de manutenção preventiva geralmente necessitam do conhecimento da distribuição estatística do tempo de falha dos componentes originais e repostos, bem como dos dados sobre os custos

médios de falhas e dos ciclos de manutenção ou suas proporções. Nesta secção apresenta-se a função genérica para a política de manutenção com substituição de BARLOW & PROSCHAN [12], e a função de otimização para a política de manutenção com base na condição para um sistema complexo como o descrito em SHERWIN [13].

III.4.1. Manutenção com Substituição

Teoricamente, quando a taxa de falha é crescente, a substituição preventiva pode ser otimizada. Para isto é necessário que se garantam as seguintes hipóteses.

Hipótese 1

A falha é instantaneamente detectada e o componente substituído imediatamente após.

Hipótese 2

A substituição de cada item falhado acarreta um custo C_f , incluindo todo o custo decorrente da falha e substituição.

Hipótese 3

Quando um item não falhado é substituído, incorre-se num custo C_p menor que C_f .

Se $N_1(t)$ é o número de falhas durante o intervalo de tempo $[0, t]$, e $N_2(t)$, o número de itens trocados e não falhados durante este mesmo intervalo de tempo, então o custo total esperado para este intervalo pode ser expresso como:

$$C_t(t) = C_f E [N_1(t)] + C_p E [N_2(t)] \quad (\text{III.1})$$

Onde $E [*]$ representa o valor esperado.

A política ótima de substituição é obtida minimizando $C_t(t)$ para um período de tempo finito, ou para um período de tempo considerado infinito minimizando $\lim_{t \rightarrow \infty} C_t(t)/t$.

III.4.2. Intervalo de Inspeção para Manutenção com base na condição do componente de sistemas complexos

SHERWIN [13] propõe um modelo de otimização de escalas de inspeção, com o objetivo de poupar a diferença de custo entre manutenção na falha, C_f , e custo de manutenção preventiva com base na condição do componente, C_p , mais o custo de inspeção, C_I . Uma característica do modelo de

Sherwin é que com base na Teoria da Lei Exponencial da Falha, o modelo além de ser aplicado a sistemas com taxa de falha crescente, pode ser também utilizado em sistemas com taxa de falha constante.

No modelo geral, o custo esperado por ciclo, $E [C_t]$, é dado por:

$$E [C_t] = E [I] C_I + (1-\alpha) C_p + \alpha C_f \quad (\text{III.2})$$

Onde:

$E [I]$: número de inspeções esperadas no intervalo.

α : eficiência da inspeção. Se $\alpha = 0$, inspeção é perfeita.

Se $\alpha = 1$, inspeção sem efeito.

C_t : Custo total

C_I : Custo de inspeção

C_p : Custo de manutenção preventiva

C_f : Custo de manutenção na falha

Se os custos C_f , C_p e C_I são fixos, o programa ótimo é obtido quando

$$C_t = \min_p E [C_t] / E [T] \quad (\text{III.3})$$

Onde .

p : probabilidade de falha no intervalo base entre inspeções.

C_t : custo total de falha.

$E [T]$: tempo esperado do ciclo.

III.5 Conclusão

No item III.3. foram discutidas algumas políticas de manutenção elaboradas com o objetivo de minimizar custos. Na secção III.4. é apresentada uma função objetivo para a otimização de políticas de manutenção com substituição [12] e de manutenção com base na condição [13]. Entretanto, muitos desses modelos sofrem restrições quanto ao uso, por parte dos engenheiros de manutenção, uma vez que situações reais raramente são descritas com tal rigor matemático. Para elaborar modelos de manutenção que melhor espelhem a realidade , vêm sendo desenvolvidos trabalhos no sentido de levar em consideração fatores tais como o grau de perfeição da manutenção [9], grau de perfeição da inspeção [13], e efeito da manutenção preventiva na taxa de falha [17].

Das políticas apresentadas neste capítulo III, a que melhor se adequa à manutenção de sistemas aéreos de distribuição de energia elétrica, é a política de manutenção com base na condição do componente, pois nesses sistemas o estado da

maioria dos componentes pode ser observado através de inspeção visual ou instrumental (item IV.1.2.).

Em SHERWIN [13] é apresentado o modelo de manutenção com base na condição, para sistemas complexos com taxa de falha constante. O sistema de distribuição de energia elétrica é um sistema complexo acrescido do fato de, normalmente, estar sujeito a ações de manutenção. Portanto, segundo a Lei Exponencial da Falha, com a ação da manutenção, a taxa de falha desse sistema tende a uma constante [12,13]. Neste caso, o modelo descrito por SHERWIN [13], para taxa de falha constante, a princípio é o mais indicado para o planejamento do programa de manutenção em redes de distribuição de energia elétrica. Entretanto, a aplicação do referido modelo é prejudicada por dois fatores. O primeiro, a falta de dados ou dados imprecisos sobre as interrupções do fornecimento de energia elétrica. O segundo, a falta de estimativa, ou de estimativa insatisfatória do custo de interrupção.

A falta de dados ou a imprecisão destes no que se refere a interrupções do fornecimento de energia, deve-se principalmente, à não existência de adequada sistemática de coleta e/ou cadastro de dados. Em adição a isto, deve-se também ao fato do sistema de distribuição de energia elétrica estar sujeito a interrupções, e não poucas, que são provocadas por causas alheias ao sistema (muitas delas não passíveis de manutenção e de difícil identificação), e por fim, à conscientização quanto à importância da coleta de

dados, por parte de eletricitistas, técnicos, e gerentes.

Em relação às estimativas de custos de interrupção do fornecimento de energia elétrica, adianta-se que este assunto será abordado em maiores detalhes no Capítulo V.

Além do trabalho de Sherwin mencionado, BARLOW & PROSCHAN [12] e LUSS [18] também tratam da manutenção preventiva com base na condição do componente.

No próximo capítulo serão apresentadas algumas políticas de manutenção utilizadas por concessionárias de energia elétrica.

IV. MANUTENÇÃO PREVENTIVA EM ALIMENTADORES DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

No capítulo anterior foi apresentada a teoria da manutenção aplicada a sistemas genéricos. No presente capítulo objetiva-se apresentar o que é prática corrente em termos de manutenção de sistemas aéreos de distribuição de energia elétrica.

Na secção IV.1 são apresentados tópicos relacionados ao setor de manutenção numa concessionária de energia elétrica.

Na secção IV.2, com base nas políticas de manutenção apresentadas no Capítulo III, são identificadas as metodologias de manutenção utilizadas pelas concessionárias, e feito um paralelo entre as metodologias utilizadas.

Na Secção IV.3, com base nos métodos do Comitê de Distribuição - CODI, das Centrais Elétricas de São Paulo - CESP, da Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL, das

Centrais Elétricas de Santa Catarina - CELESC e da Pennsylvania Power and Light Company - PPL& Co., o planejamento da manutenção é dividido em seis etapas. Nestas etapas são apresentadas e comparadas as metodologias.

Na Secção IV.4. são apresentados métodos para a hierarquização de alimentadores ou trechos de alimentadores. Os métodos para hierarquização de alimentadores ou trechos de alimentadores têm por objetivo elaborar uma escala de prioridades para a alocação dos recursos de manutenção disponíveis.

Finalmente, Na Secção IV.5. ., utilizando um sistema exemplo, são apresentados os resultados, i.e. uma escala de prioridades para cada um dos métodos considerados, ou seja o da CESP, o do CODI, o da CELESC e o dos Caminhos Criticos. Além disso, descreve-se o comportamento esperado do sistema, após anos sucessivos de programação de manutenção.

IV.1. O setor de Manutenção

A continuidade do fornecimento de energia elétrica não é função de um único setor da concessionária, mas sim função da ação coordenada de seus vários setores. O sistema sofre interrupções devido a falhas dos componentes, condições atmosféricas adversas, meio ambiente animal e vegetal, erro humano, e assim por diante. O setor de planejamento

preocupa-se em delinear a configuração mais confiável. O setor de operação preocupa-se com o pronto restabelecimento do sistema. O setor de manutenção trata de manter a confiabilidade de projeto, os centros de treinamento, do aperfeiçoamento técnico do pessoal, etc. .O setor de manutenção exerce fundamental função no nível de qualidade da continuidade, não só em mantendo a confiabilidade de projeto mas também em detectando os erros de normalização e elaborando estratégia de manutenção adequada. Numa concessionária distribuidora de energia elétrica, normalmente o setor de manutenção é responsável pela manutenção preventiva e o setor de operação, pela manutenção corretiva.

Nesta secção apresenta-se sucintamente : i) os serviços realizados pelas turmas de manutenção preventiva; ii) os métodos e tipos de inspeção, a classificação dos recursos de manutenção; e iii) os níveis de gerenciamento da manutenção.

IV.1.1. Serviços Realizados pelas Turmas de Manutenção Preventiva

O Comitê de Distribuição, CODI, órgão formado por empresas concessionárias de energia elétrica das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil, considera como serviços de manutenção preventiva os seguintes serviços realizados

mediante programação prévia [7]:

- 1) Substituição de componentes e equipamentos da rede de distribuição, e.g. postes, chaves faca, pára-raios.
- 2) Re-esticar e aliviar a tensão mecânica de condutores.
- 3) Limpar, lavar e substituir isoladores.
- 4) Reapertar ou refazer conexões.
- 5) Retirar objetos estranhos da rede.
- 6) Podar árvores.
- 7) Limpar faixas.
- 8) Enfitar condutor nos isoladores.
- 9) Remover ou afastar condutores.
- 10) Recolocar ou aprumar a posteação.
- 11) Nivelar cruzetas;
- 12) Numerar e renumerar a posteação ou os equipamentos.
- 13) Medir a resistência de terra.

IV.1.2. Métodos e Tipos de Inspeção

Para efeito de inspeção das redes e linhas de distribuição, são utilizados os métodos de inspeção total, inspeção setorial, e inspeção por amostragem. Na inspeção total são vistoriados todos os componentes, poste a poste, Na inspeção setorial são inspecionados componentes específicos tais como

isoladores, conectores, pára-raios, etc. . Na inspeção por amostragem são vistoriados apenas os componentes localizados em postes pertencentes a uma amostra pré-selecionada. O método mais utilizado pelas concessionárias brasileiras é o da inspeção total.

Genericamente a inspeção pode ser classificada em dois tipos: visual e instrumental. A primeira é executada diretamente sobre o sistema de distribuição, a olho nu, ou com o auxílio de binóculos. A segunda é feita indiretamente, com o emprego de aparelhos que permitem detectar as condições físicas e elétricas do objeto inspecionado. Tem-se como exemplo de inspeção instrumental a inspeção com termovisor, radiinferência e termodetector.

Normalmente os inspetores de linha são responsáveis pela inspeção e as turmas de manutenção, pela execução dos serviços. Entretanto, na manutenção poste a poste, a inspeção é feita pelos próprios eletricitistas de manutenção. Ao ser detectado o componente em estado de falha pendente, a manutenção é feita imediatamente.

Para a escolha do método e do tipo de inspeção a ser realizada, são considerados fatores como importância do alimentador, interesse na determinação da causa específica e recursos disponíveis. A qualidade das informações coletadas depende da capacidade, do inspetor ou do equipamento, de perceber o defeito, bem como do tipo de documentação

utilizada para registro do defeito. Portanto é muito importante a sistemática de registro e informação do defeito detectado durante inspeção adotada. A PP&L Co. apresenta um modelo de ficha de inspeção onde as anotações são realizadas de modo a orientar a manutenção [19]. Também o CODI apresenta orientação sobre o que deve ser verificado e anotado, para cada componente do sistema, durante a inspeção [7].

IV.1.3. Classificação dos Recursos de Manutenção Preventiva

Os serviços de manutenção preventiva podem ser realizados com os alimentadores energizados ou não. Por este motivo, as turmas de manutenção são classificadas em turmas de linha desenergizada ou morta, e turmas de linha energizada ou viva. As turmas de linha viva são normalmente destinadas à manutenção de alimentadores ou trechos de alimentadores considerados mais importantes (normalmente tronco), evitando assim o corte no fornecimento de energia nesses trechos. Da mesma forma, os recursos de linha morta são destinados à manutenção de trechos de menor importância (normalmente ramais).

IV.1.4. Nível de Gerenciamento da Manutenção

As concessionárias brasileiras trabalham com dois níveis de administração da manutenção preventiva denominados gerencial e operacional. A administração do nível gerencial é realizada pela administração central da empresa. A prioridade da alocação de recursos normalmente é feita com base nos índices DEC, FEC, e na relação entre eles, i.e. DEC/FEC, de cada área administrativa da concessionária. A administração do nível operacional é realizada pela regional através do Centro de Manutenção da Distribuição, C M D . Este centro, aplicando uma metodologia de manutenção, estabelece a prioridade da alocação dos recursos de manutenção através da análise comparativa de alimentadores ou de um mesmo alimentador, utilizando indicadores tais como DEC, FEC, número de interrupções e carga instalada. A PP&L Co. [19], ao contrário do CODI [20] e das concessionárias brasileiras [21,22,23] estabelece a prioridade da manutenção através da análise em conjunto de todos os seus alimentadores, i.e. o programa de manutenção não é feito separadamente para cada região de atendimento, mas sim para toda a concessionária.

IV.2. Identificação das Políticas de Manutenção Adotadas pelas Concessionárias

Basicamente, são duas as políticas de manutenção utilizadas em alimentadores de distribuição de energia elétrica. São elas a manutenção corretiva na falha, e a manutenção preventiva com base na condição do componente. O primeiro tipo, i.e. manutenção corretiva na falha, é conhecido como manutenção de emergência, e é executado pelas turmas de manutenção de emergência (plantões), que são equipes subordinadas ao Centro de Operação da Distribuição, (C.O.D.). Essas equipes têm o objetivo de restabelecer o sistema o mais rapidamente possível, i.e., executam o reparo mínimo.

O segundo tipo de manutenção, i.e., manutenção com base na condição, é conhecido como manutenção programada e é executado pelas turmas de manutenção programada, subordinadas ao Centro de Manutenção da Distribuição, (C.M.D.). Normalmente estas turmas exercem uma ação de reforma no alimentador, substituindo ou reparando componentes, que na inspeção são considerados no estado de falha pendente.

Além desses dois tipos básicos de manutenção, as concessionárias utilizam um outro tipo ao qual denominam manutenção corretiva. A clássica manutenção corretiva, é um

tipo de manutenção com base na condição, onde o estado de falha pendente do componente é crítico. A criticalidade do componente exige que ele sofra manutenção imediata, i.e. ele falhará antes que seja dada a manutenção preventiva (programada). Um outro caso ao qual as concessionárias classificam como manutenção corretiva, é aquele em que o sistema vem sofrendo consecutivas interrupções e não se sabe as causas delas, sendo então acionado o inspetor para identificação das causas e posterior reparo. Esta situação se assemelha à manutenção de alerta (monitoramento), onde a frequência de interrupções, num dado intervalo de tempo, e.g., três em um mês, é a que aciona os inspetores.

As concessionárias de energia elétrica também utilizam a manutenção de oportunidade. O C.O.D. de posse dos pedidos de desligamento dos diversos setores da empresa, sempre que possível, programa os desligamentos de um setor, aproveitando o desligamento de um outro.

IV.3. Etapas da Manutenção Preventiva

Com base nas metodologias do CODI, da CESP, da CPFL, da CELESC, e da PP&L Co., buscando melhor apresentar e comparar o planejamento da manutenção preventiva utilizado pelas concessionárias, dividiu-se a metodologia de manutenção genericamente em seis etapas listadas nesta secção.

Figura IV.1. - Fluxograma da Metodologia MPCODI [20]

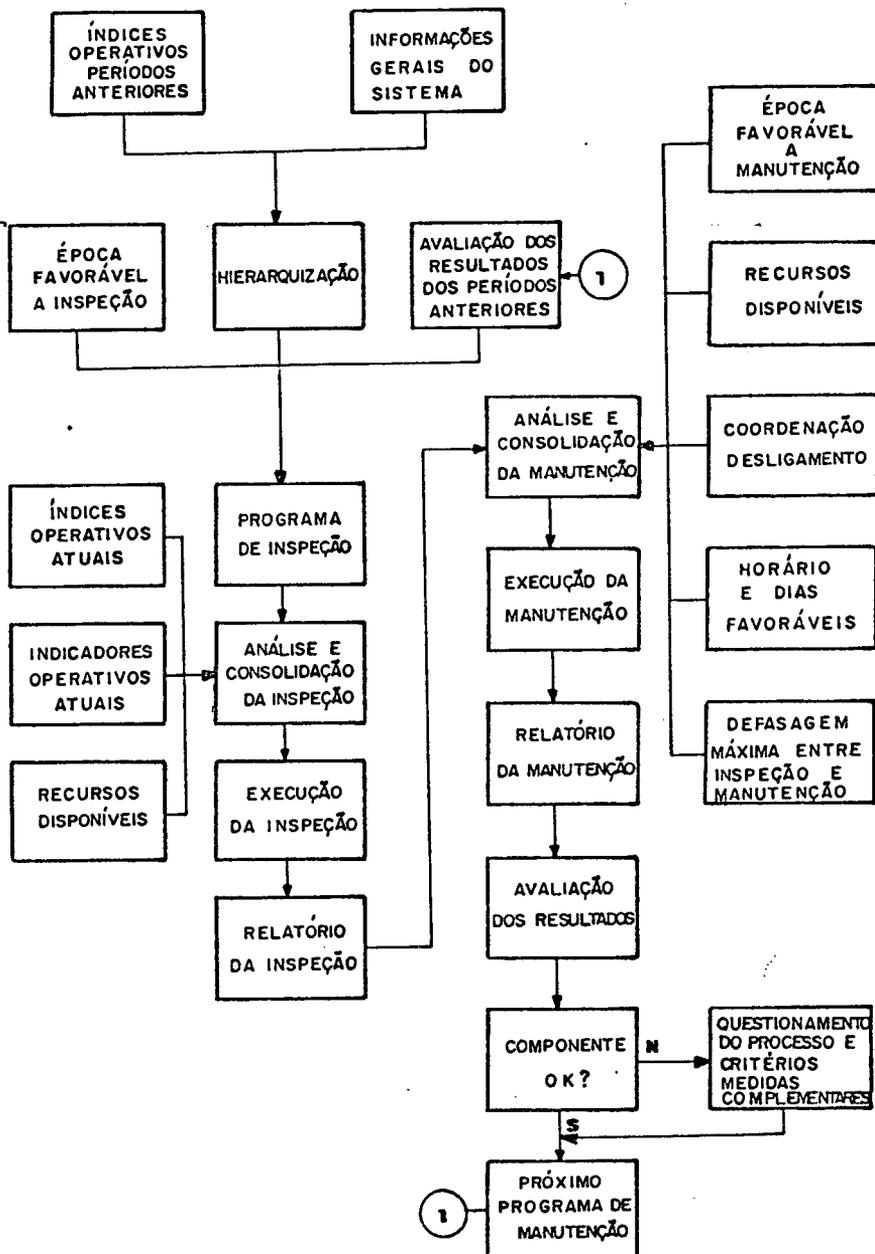


Figura IV.2. - Fluxograma da metodologia CPFL [22]

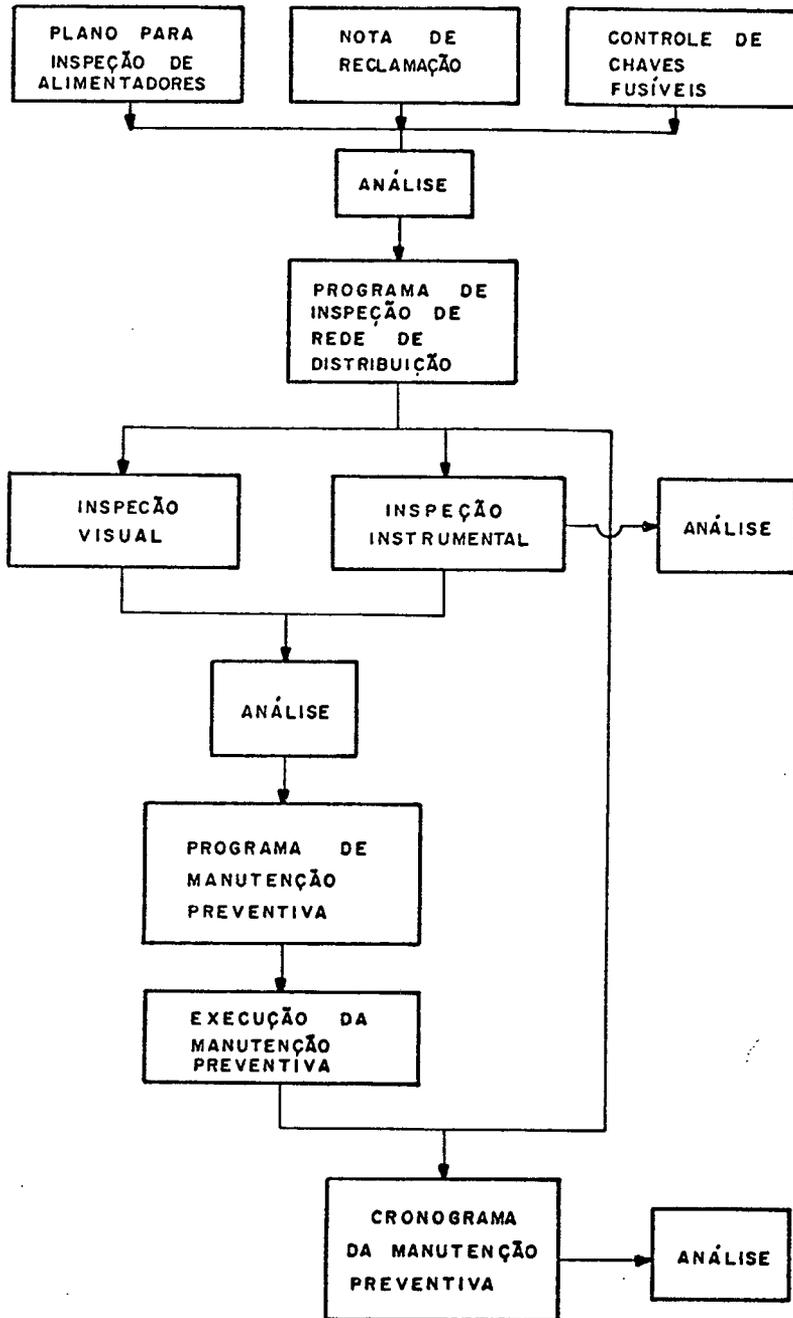
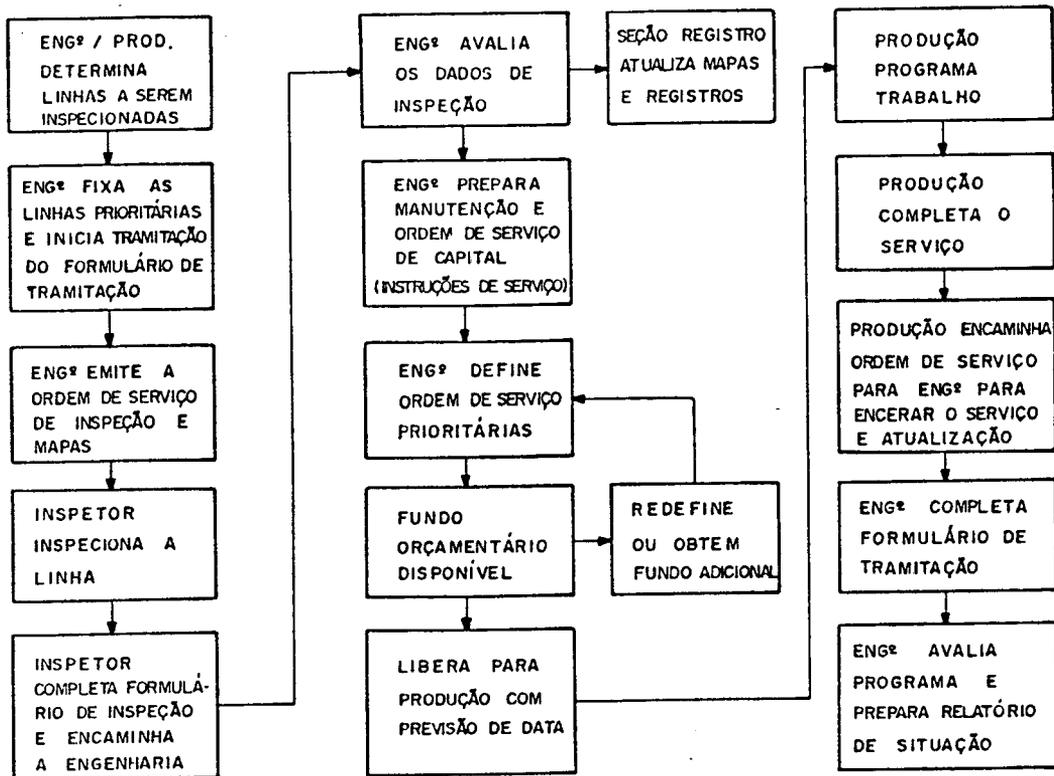


Figura IV.3. - Fluxograma da metodologia PP&L Co. [19]



ETAPAS DAS METODOLOGIAS DE MANUTENÇÃO

Etapa 1 - Hierarquização dos Alimentadores ou trechos destes.

Etapa 2 - Prioridade de Inspeção.

Etapa 3 - Execução da Inspeção.

Etapa 4 - Prioridade da Manutenção.

Etapa 5 - Execução da Manutenção.

Etapa 6 - Acompanhamento e Análise dos Resultados.

Em cada uma destas etapas procurou-se sintetizar uma tomada de decisão, ou a execução de uma ação de vulto no processo de planejamento da manutenção preventiva. Para melhor

acompanhar a descrição de cada etapa, as Figuras IV.1, IV.2, e IV.3 mostram os fluxogramas utilizados pelas metodologias CODI, CPFL, e PP&L CO., sendo que as metodologias CELESC e CESP utilizam basicamente o mesmo fluxograma da metodologia CODI. É descrita cada uma das seis etapas nos próximos itens.

IV.3.1. Hierarquização dos Alimentadores ou Trechos destes

A hierarquização do alimentador ou trecho do sistema em análise é a primeira etapa executada. Esta visa estabelecer qual o alimentador ou trecho no qual deverá ser dada prioridade de inspeção. Utilizando ou não uma fórmula matemática, a hierarquização é estabelecida periodicamente através de indicadores como por exemplo a idade do alimentador, o número de consumidores instalados, a época da última inspeção, e o número de inspeções.

Nas metodologias CODI [7], CPFL [22], e CELESC [23], a hierarquia é obtida através de equações matemáticas. Na da PP&L Co. [19] ela é obtida através da observação e análise dos dados feitas pelo setor de Engenharia de Produção.

A da CESP [21] difere das demais, por tratar apenas de trechos de alimentadores, e depois, porque utiliza um sistema híbrido para a hierarquização. Numa primeira etapa,

observando os dados do sistema, divide os trechos mais importantes que são rotulados trechos A, e trechos menos importantes, rotulados B. Por fim, utiliza uma fórmula matemática para priorizar apenas aqueles rotulados como B. Uma visão mais detalhada é apresentada no item IV.4.

IV.3.2. Prioridade da Inspeção

Para um determinado intervalo de tempo, a concessionária estabelece o programa de inspeção seguindo a escala de prioridade obtida na etapa anterior, i.e. na hierarquização dos alimentadores ou trechos destes. No entanto, na metodologia do CODI [7] e da CESP [22], o programa de inspeção está sujeito a alterações pela observação dos valores atuais dos indicadores. Na metodologia CELESC [23], as interrupções mais recentes são levadas em consideração já na etapa de hierarquização, com a ponderação dos índices DEC e FEC. Na metodologia CESP [21], os trechos de rede mais importantes são inspecionados periodicamente e os de menor importância, segundo a escala da hierarquização.

IV.3.3. Execução da Inspeção

Após estabelecido o alimentador a ser inspecionado, são

emitidas ordens de serviço e definidas as formas de inspeção. Esta última é realizada pelo inspetor que, caminhando sob a linha, com a ajuda de equipamentos, binóculos, ou a olho nu, anota na ficha de inspeção os dados necessários para a execução da manutenção, e.g. o número da estrutura, o componente com defeito, o tipo de defeito e outros.

IV.3.4 Prioridade da Manutenção

Com base nos registros da inspeção, o setor de manutenção elabora o programa de manutenção emitindo ordens de serviço para todos os trabalhos a serem realizados. O programa é elaborado de modo a alocar as turmas de linha energizada para serviço nos trechos ou alimentadores considerados mais importantes e alocar as turmas de linha desenergizada nos trechos de menor importância.

Nas metodologias CELESC [23], CESP [21] e CODI [7], a programação da manutenção é feita seguindo a hierarquização da inspeção. O setor de programação da manutenção, com base nos dados de inspeção e manutenção, e coordenação dos desligamentos, estabelece as ordens de serviço prioritárias para a execução da manutenção.

Na metodologia da PP&L Co. [19], a princípio, são elaboradas

e priorizadas as ordens de serviço. Em seguida, é analisada a disponibilidade orçamentária. Caso não haja fundos suficientes, então a prioridade é redefinida. Por fim, é elaborado o programa de manutenção e as ordens de serviço são liberadas com a data marcada para a execução dos serviços.

A CPFL [22] adota o mesmo método do CODI, acrescido da prioridade ainda estar sujeita a modificações devido à análise das últimas ocorrências no sistema de distribuição.

IV.3.5. Execução da Manutenção

As equipes de manutenção da própria concessionária ou empresa contratada, de posse das ordens de serviço, vão a campo e executam o trabalho descrito nessas ordens. Ao mesmo tempo, vão coletando dados úteis para posterior acompanhamento e análise pelo próprio setor de manutenção, ou ainda outros setores da concessionária. A eficácia e eficiência dos serviços executados dependem da metodologia, dos recursos humanos, dos equipamentos, das ferramentas, e dos materiais empregados.

IV.3.6. Acompanhamento e Análise dos Resultados

Os resultados da manutenção preventiva são analisados objetivando corrigir e ajustar o programa de manutenção. A PP&L Co. [19] adota o sistema de coleta de custo para rastrear as despesas originadas na inspeção, engenharia, e manutenção. Os dados de custo são analisados em conjunto com os dados do programa de confiabilidade provendo a base para o ajustamento e correção do gerenciamento do programa de manutenção, enquanto é esperado que o programa resulte em melhoria do desempenho do sistema. É também fornecida base de dados para futuros estudos de confiabilidade e para contribuir na direção de uma acurada determinação do orçamento requerido quando do cálculo de capital de manutenção.

Para o CODI [7], os resultados da manutenção preventiva devem ser avaliados através de instrumentos de controle, e.g. DEC, FEC, número de operações, e taxa de falha, que contenham detalhes suficientes para se estar apto a capacitar os efeitos das diferentes medidas relativas à manutenção e que também permitam a aferição e a adequação dos programas, processos, e objetivos. Uma ferramenta que recomenda, é a elaboração de gráficos que permitam acompanhar a evolução dos índices e indicadores operativos.

As concessionárias brasileiras para o acompanhamento e

análise de dados, utilizam basicamente tabelas e gráficos obtidos através de relatórios periódicos.

IV.4. Métodos de Hierarquização

Como recursos de manutenção são escassos, para alocar recursos de manutenção preventiva, é elaborada uma escala de prioridades. Essa escala é elaborada intuitivamente ou com base no consenso dos responsáveis pelo planejamento da manutenção, ou então, através de um critério de análise, não menos subjetivo, de indicadores (e.g. Potência Instalada, DEC, FEC, Energia Consumida). Apresentam-se a seguir, quatro métodos de hierarquização, utilizados para o estabelecimento da prioridade da manutenção.

IV.4.1. Método de Manutenção Preventiva

A hierarquização é estabelecida em ordem decrescente segundo a pontuação obtida através da aplicação da equação (IV.1). A CPFL utiliza os mesmos indicadores que o CODI. A CELESC e a CESP utilizam outros. Nos métodos CODI, CPFL. e CELESC, a hierarquização é feita comparando-se alimentadores par a par. No método CESP, a hierarquização é feita por trechos, numa primeira etapa definem-se, intuitivamente ou por consenso, os trechos mais importantes do sistema, depois os

restantes, menos importantes, são hierarquizados usando-se a equação (IV.1).

Seja $\mathcal{A} = \{ a_1, a_2, a_3, \dots, a_n, a_{n+1} \}$, o conjunto dos possíveis indicadores (atributos) utilizados, com a_{n+1} , a idade do alimentador. Seja $\mathcal{C} = \{ c_1, c_2, \dots, c_n, c_{n+1} \}$, o conjunto dos coeficientes de ponderação, para cada atributo a_i , estabelecido pela concessionária ou pelo CODI. Então, o grau de hierarquia do alimentador j , GH^j , é dado pela equação (IV.1).

$$GH^j = \sum_{i=1}^n [c_i a_i^j / \max(a_i)_j] + c_{n+1} \quad (IV.1)$$

Onde:

- GH^j : grau de hierarquia do alimentador ou trecho j .
- a_i : valor do atributo a_i , pertencente a \mathcal{A} para o alimentador j .
- c_i : coeficiente de ponderação do atributo a_i .
- c_{n+1} : coeficiente de ponderação do atributo idade.
- $\max(a_i)_j$: máximo valor do atributo a_i , entre os alimentadores ou trechos considerados.
- n : número de atributos utilizados, não considerando o atributo idade.

A Tabela IV.1. apresenta os indicadores e os valores dos coeficientes de ponderação adotados em cada versão, i.e. CODI, CELESC, e CESP. A escolha dos indicadores e

Tabela IV.1.-Indicador e Coeficiente de ponderação utilizados pelos métodos MPCODI, MPCESP, e MPCELESC

INDICADOR	COEFICIENTE DE PONDERAÇÃO			
	MPCODI	MPCPFL	CESP	MPCELESC
DEC	0,17	0,17	1,50	-
FEC	0,17	0,17	1,50	-
CARREGAMENTO	0,30	0,30	0,50	2,00
NÚMERO DE CONSUMIDORES	0,05	0,05	1,00	-
CONSUMIDORES ESPECIAIS	0,16	0,16	2,50	1,00
IDADE MENOR DE 1 ANO E MAIOR QUE 15 ANOS	1,00	1,00	1,00	-
IDADE ENTRE 1 E 15 ANOS	0,50	0,50	0,50	-
CONSUMO TOTAL	0,15	0,15	-	-
DEMANDA/POT. INSTALADA	-	-	1,00	-
NÚMERO DE OPERAÇÕES	-	-	1,50	-
FEK	-	-	-	3,00
DEK	-	-	-	1,00
POTÊNCIA PRIMÁRIA INS- TALADA	-	-	-	1,50
POTÊNCIA SECUNDÁRIA INS- TALADA	-	-	-	1,00
FEK SE	-	-	-	0,50

respectivos valores de ponderação foi realizada através do consenso dos técnicos das áreas de operação, manutenção e planejamento, que além de levar em consideração a representatividade de cada indicador, considerou também a facilidade de obtenção periódica dos dados.

IV.4.2. Método dos Circuitos Críticos

O CODI utiliza ainda um segundo método para a definição da hierarquia, denominado método dos Circuitos Críticos. Neste método, a cada interrupção é associado um peso, que por sua vez está relacionado ao equipamento de proteção que atuou.

Suponha que um alimentador do sistema de distribuição de energia elétrica sofra n interrupções. Seja $\mathcal{C}' = \{c'_1, c'_2, \dots, c'_n\}$, o conjunto dos coeficientes de ponderação, com c'_i associado a uma interrupção i . Um elemento de \mathcal{C}' pode assumir os valores 0, 2, 3, e 5, de acordo com a seguinte regra.

REGRA

$c'_i = 0$, se o desligamento for proveniente de causa não associada à manutenção. $c'_i = 2$, se o desligamento for devido a causa associada à manutenção e o equipamento de proteção que atuar for chave fusível ou seccionalizador. $c'_i = 3$, se o

desligamento for devido a causa associada à manutenção e o equipamento de proteção que atuar for religador. $c_i^j = 5$, se o desligamento for devido a causa associada à manutenção e o equipamento de proteção que atuar estiver instalado na SE.

A hierarquia do alimentador j , GH^j , é dada pela equação a seguir, isto é (IV.2).

$$GH^j = \sum_{i=1}^n c_i^j \quad (IV.2)$$

Onde:

GH^j : grau de hierarquia do alimentador j .

c_i^j : coeficiente de ponderação da interrupção i

n : número total de interrupções do alimentador j .

Assim como no método de manutenção preventiva, a hierarquia é estabelecida em ordem decrescente de pontuação.

IV.4.3. Método da PP&L Co.

Em SELBY [19], não está claro que a metodologia da PP&L Co. utiliza uma equação matemática para o estabelecimento da hierarquia. Nesta metodologia, a escala de prioridade é definida pelo setor de engenharia de produção através da observação e análise de indicadores tais como idade do alimentador e desempenho da linha. Difere das demais

metodologias principalmente pelo planejamento da manutenção ser feito a partir da análise conjunta de todos os alimentadores do sistema ao invés de análise por setores.

IV.4.4. Método CESP

A CESP classifica os trechos do sistema primário, em trechos tipo A, e trechos tipo B. Trechos A são partes dos alimentadores considerados mais importantes, normalmente são trechos localizados a montante de equipamentos de proteção instalados ao longo do alimentador. Trechos B são aqueles considerados menos importantes, normalmente são protegidos por religadores, seccionadores e chaves fusíveis. Os trechos A têm todos o mesmo grau de importância (mesma prioridade). Para os trechos B, a hierarquia de cada trecho é estabelecida aplicando-se o método de manutenção preventiva. A hierarquia entre os elementos do sistema é estabelecida de forma decrescente, no topo da escala estão todos os trechos A, com mesma importância, e abaixo deles, os trechos B, com hierarquias diferenciadas de acordo com a pontuação obtida através de (IV.1).

IV.5. Exemplo de Aplicação

Nesta secção, utilizando um sistema exemplo com base num sistema real, são apresentados os cálculos das prioridades segundo as metodologias de manutenção preventiva MPCODI, MPCELESC, CIRCUITOS CRÍTICOS, e CESP.

Em IV.5.2. apresenta-se o sistema exemplo. O programa computacional utilizado para o cálculo dos indicadores e grau de hierarquia, bem como dados complementares, encontram-se nos Anexos 3 e 2 respectivamente. A metodologia utilizada para efetuar esses cálculos é a apresentada no Capítulo II.

Em IV.5.2 apresentam-se as escalas de prioridade resultantes da aplicação de cada um dos métodos MPCODI, MPCELESC e CIRCUITOS CRÍTICOS, para três diferentes situações de taxa de falha. Na aplicação do método CESP foram consideradas quatro situações de taxa de falha.

Em IV.5.3 apresenta-se o comportamento ao longo dos anos quando cada uma das metodologias é aplicada sucessivamente. Por fim, em IV.5.4 apresentam-se as conclusões e os comentários sobre os exemplos de aplicação.

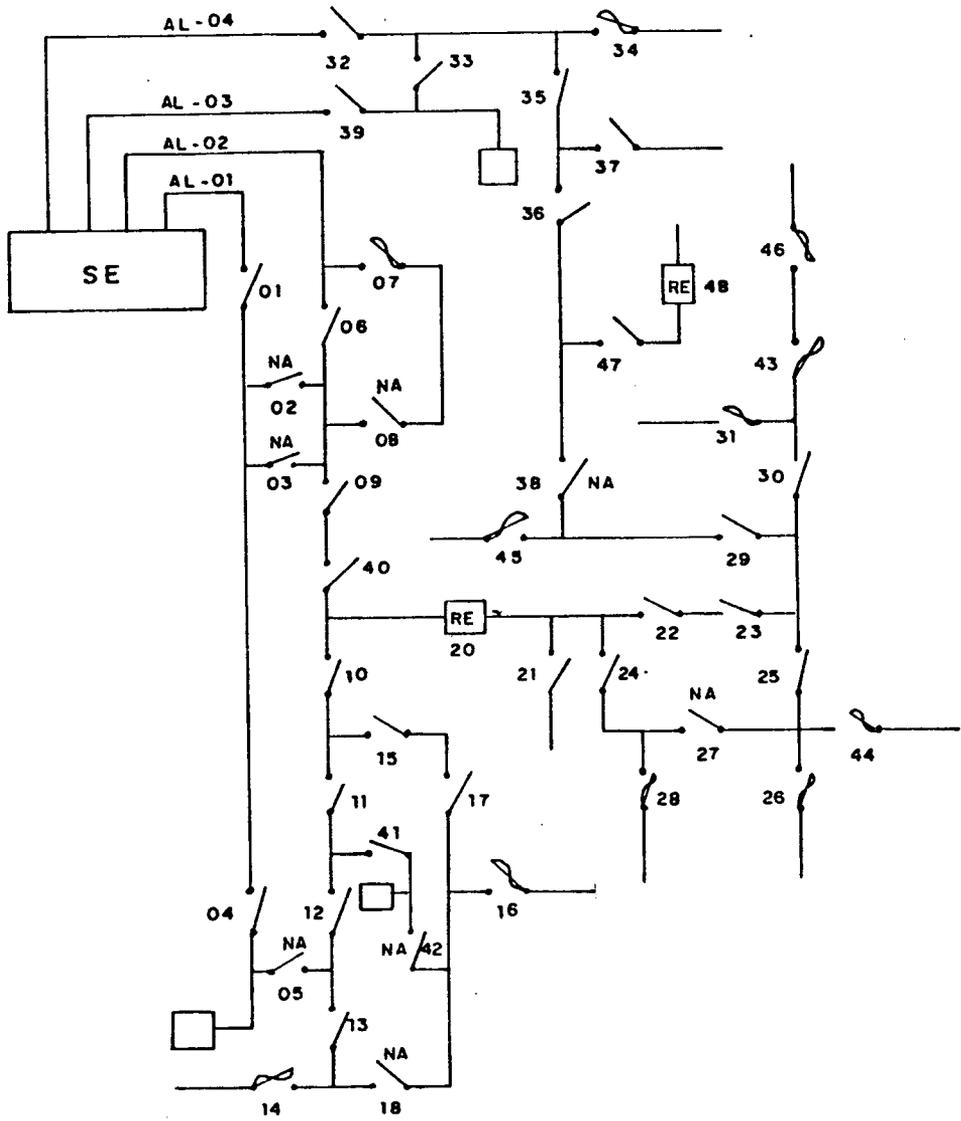
IV.5.1. Sistema Exemplo

O sistema utilizado para teste no presente trabalho foi elaborado com base na configuração e nos dados (taxa de falha, carregamento, demanda, potência instalada, chaveamento, consumidores instalados) dos alimentadores TRO-02, TRO-04, TRO-05 e TRO-07, que pertencem à Regional de Tubarão da CELESC. A configuração do sistema elétrico pode ser apreciada na *Figura IV.4*, e os dados da estrutura física e elétrica bem como os valores da taxa de falha, na *Tabela IV.2*. Dados complementares se encontram disponíveis no *Anexo 2*.

Tabela IV.2 - Dados da Estrutura Física e Elétrica e Valores de Taxa de Falha do Sistema Exemplo.

ALIMENTADOR	KM de REDE	TAXA de FALHA (falha/kM/ano)	NÚMERO de CONSUMIDORES	POTÊNCIA INSTALADA (kW)		DEMANDA %	CARREGAMENTO (I %)	CONSUMO HORA (kWh/h)
				PRIMÁRIA	SECUNDÁRIA			
AL 01	3,40	0,114	1	4045	0	77,78	56,60	3146
AL 02	39,27	0,855	6635	4085	5665	8,75	38,98	853
AL 03	5,64	0,114	1	7500	0	18,51	39,90	1388
AL 04	15,08	0,494	370	1995	2115	17,39	58,00	714
SISTEMA	63,39	0,663	7008	17625	7780	-	-	6101

Figura IV.4 - Configuração do Sistema Exemplo

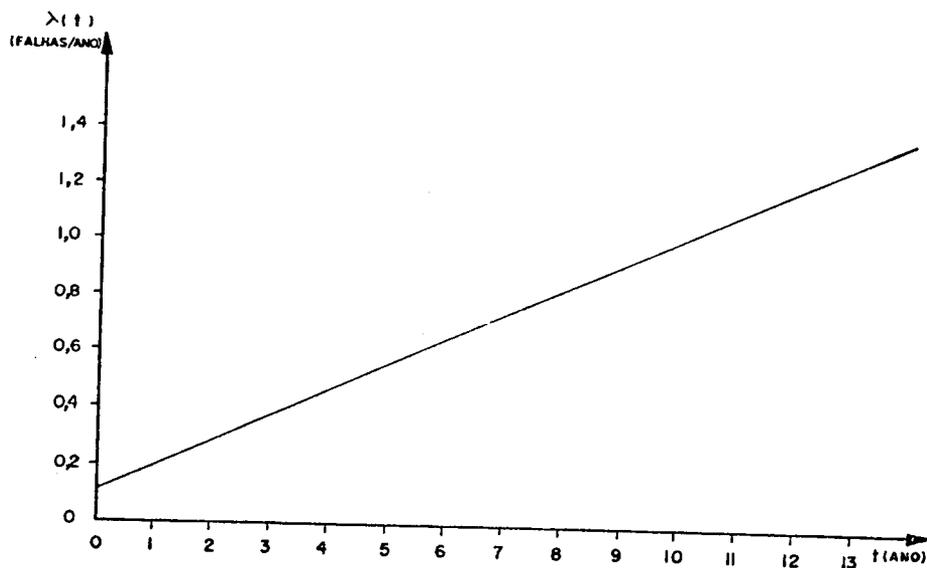
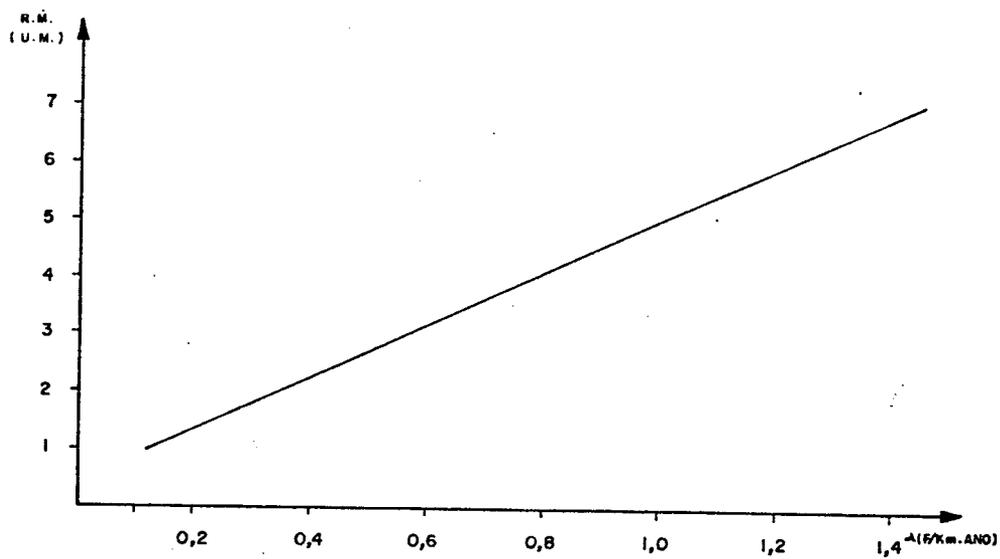


Os tempos de interrupção que serão utilizados nos exemplos numéricos são: i) tempo médio de localização do trecho defeituoso igual a 0,42 horas; ii) tempo médio de execução do serviço igual a 1,77 horas; e iii) tempo médio de reparo igual a 2,19 horas. Esses tempos são constantes para todos os alimentadores por razões de simplicidade. Pelo mesmo motivo considerar-se-á comportamento uniforme dos indicadores ao longo do ano e desprezar-se-á a ponderação trimestral na metodologia MPCELESC.

A função de taxa de falha e a função do custo de manutenção, necessárias em IV.5.2 e IV.5.3, serão adotadas, devido à falta de dados, de acordo com as equações (IV.3) e (IV.4), respectivamente. Ou seja, a taxa de falha é uma função crescente e o custo de manutenção é função da taxa de falha.

$$\lambda(t) = 0,114 t \quad (\text{IV.3})$$

$$RM_i(t) = CR_i [(\lambda(t) - 0,114) / 0,228 + 1] \quad (\text{IV.4})$$

Figura IV.5 - Gráfico de $\lambda(t)$ Figura IV.6 - Gráfico de $RM_1(t)$ 

IV.5.2 Estabelecimento da Escala de Prioridades

O objetivo deste item é analisar a aplicação do critério de hierarquização dos métodos MPCODI, MPCELESC, CIRCUITOS CRÍTICOS e CESP para a obtenção da escala de prioridades quando são idênticas as situações de taxa de falha do sistema. Para a análise relativa aos três primeiros métodos citados foram consideradas três situações.

- PRIMEIRA SITUAÇÃO -

Cada alimentador apresenta a própria taxa de falha média. Estas taxas estão listadas na *Tabela IV.2.*

- SEGUNDA SITUAÇÃO -

Todos os alimentadores apresentam taxa de falha igual a 0,114. Este valor representa a melhor condição possível do sistema já que os alimentadores onde é feita manutenção constante apresentam este valor de taxa de falha.

- TERCEIRA SITUAÇÃO -

Todos os alimentadores apresentam taxa de falha igual a 0,855. Este valor representa a pior condição do sistema já que os alimentadores menos importantes, e.g. a12, têm esse valor de taxa de falha.

As escalas de prioridades obtidas pelos três métodos, para cada uma das três situações descritas são apresentadas nas Tabelas IV.3, IV.4 e IV.5. .

Tabela IV.3. - Graus de Hierarquia e Escala de Prioridades obtidos com os métodos MPCODI, MPCELESC, e CIRCUITOS CRITICOS, sob a Primeira Situação de Taxa de Falha.

ALIMENTADOR	MPCODI		MPCELESC		CIRCUITOS CRÍTICOS	
	GRAU DE HIERARQUIA	PRIORIDADE	GRAU DE HIERARQUIA	PRIORIDADE	GRAU DE HIERARQUIA	PRIORIDADE
AL 01	0,99	3	4,12	3	1,94	4
AL 02	1,29	1	9,16	1	109,47	1
AL 03	0,79	4	4,09	4	3,21	3
AL 04	1,11	2	6,55	2	32,61	2

Tabela IV.4. - Graus de Hierarquia e Escala de Prioridades obtidos com os métodos MPCODI, MPCELESC, e CIRCUITOS CRITICOS, sob a Segunda Situação de Taxa de Falha.

ALIMENTADOR	MPCODI		MPCELESC		CIRCUITOS CRÍTICOS	
	GRAU DE HIERARQUIA	PRIORIDADE	GRAU DE HIERARQUIA	PRIORIDADE	GRAU DE HIERARQUIA	PRIORIDADE
AL 01	1,05	3	4,83	4	1,94	4
AL 02	1,29	1	9,03	1	14,60	1
AL 03	0,90	4	5,37	3	3,21	3
AL 04	1,22	2	7,90	2	7,53	2

Tabela IV.5. - Graus de Hierarquia e Escala de Prioridades obtidos com os métodos MPCODI, MPCELESC, e CIRCUITOS CRÍTICOS, sob a Terceira Situação de Taxa de Falha.

ALIMENTADOR	MPCODI		MPCELESC		CIRCUITOS CRÍTICOS	
	GRAU DE HIERARQUIA	PRIORIDADE	GRAU DE HIERARQUIA	PRIORIDADE	GRAU DE HIERARQUIA	PRIORIDADE
AL 01	1,05	3	4,83	4	14,54	4
AL 02	1,29	1	9,03	1	109,47	1
AL 03	0,90	4	5,36	3	24,11	3
AL 04	1,22	2	7,90	2	56,44	2

Observa-se nestas tabelas o seguinte:

As hierarquias obtidas para as três situações de taxa de falha são semelhantes para os três métodos.

A alteração da taxa de falha provoca apenas uma mudança na hierarquia do método MPCELESC. O alimentador *als* trocou de posição com o alimentador *als* (passa da terceira para a quarta posição), mudança de pouco significado. Isto ocorre devido a três fatores. Primeiro, devido à utilização de indicadores que independem da taxa de falha. Segundo, porque os indicadores DEC, FEC, DEK e FEK avaliam o comportamento interno do alimentador e não, o comportamento do alimentador em relação ao sistema. Neste caso estes indicadores tendem a ser maiores quanto maior for o trecho localizado na área de

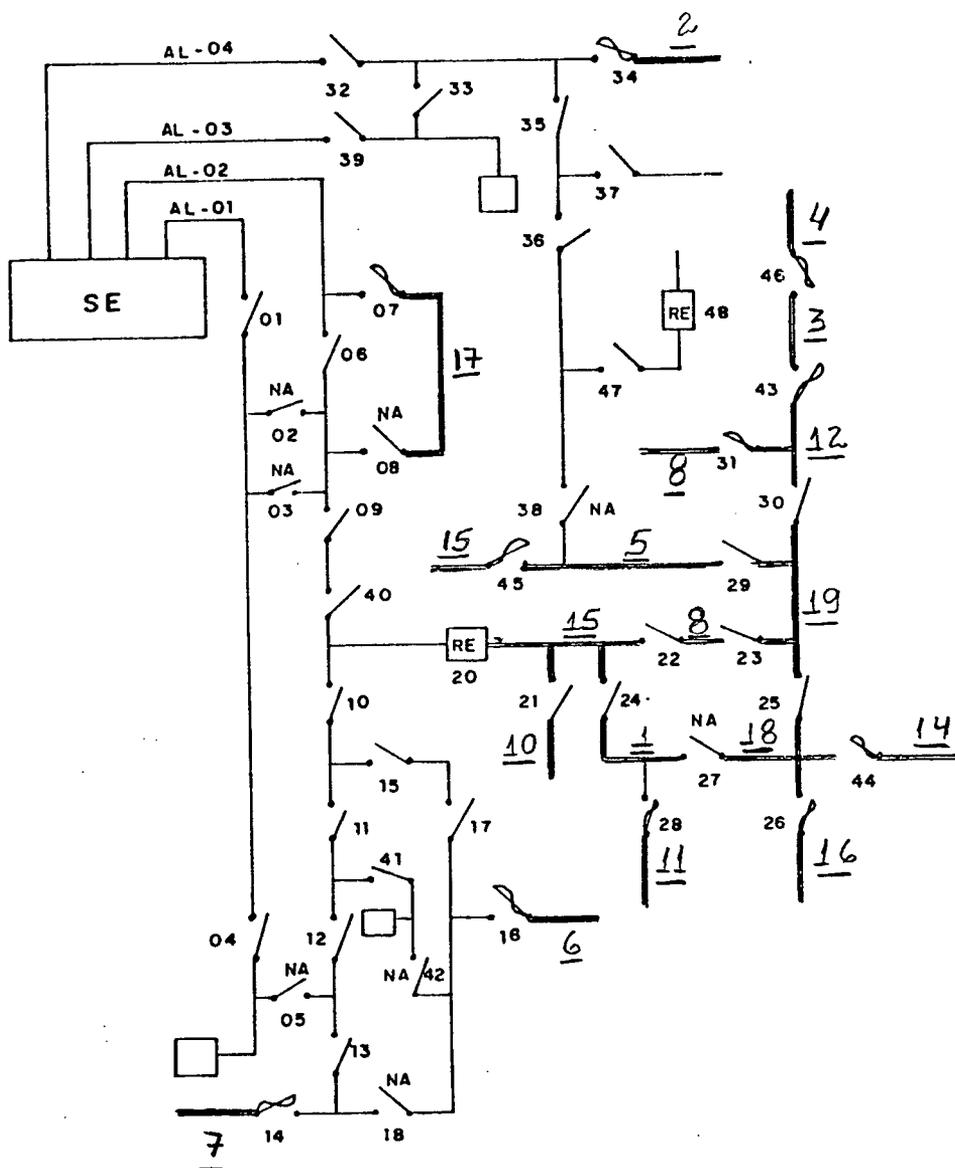
proteção do equipamento instalado na SE. E terceiro, porque para o método dos CIRCUITOS CRÍTICOS, o trecho localizado na área de proteção do equipamento instalado na SE, que possuir o maior comprimento, tende a ser o mais prioritário.

Em relação ao método CESP, são utilizadas quatro situações de taxa de falha. Quando a taxa de falha é constante para todos os alimentadores e igual a 0,885 o resultado é apreciado diretamente na Figura IV.7. Para as outras três situações restantes de taxa de falha e trechos com classificação B, os resultados são fornecidos no Anexo 5.

No método CESP a classificação dos trechos A independe da taxa de falha. Em outras palavras um bloco A permanecerá com esta classificação enquanto o responsável pelo planejamento assim julgar necessário.

Para a hierarquização dos blocos tipo B, assim como nos métodos MPCODI e MPCELESC, são utilizados indicadores que independem da taxa de falha. Portanto, é necessária uma mudança significativa no valor da taxa de falha para que seja verificada alguma mudança significativa na hierarquia.

Figura IV.5. - Resultado da Hierarquização dos Blocos, obtido pelo método CESP, para a Terceira Situação de Taxa de Falha.



IV.5.3. Resultados de Sucessivas Programações

Em IV.5.2. apresentaram-se as prioridades dos alimentadores obtidas segundo cada método considerado e sob idênticas condições de taxa de falha. Nesta secção apresenta-se o comportamento do sistema ao longo do tempo quando cada uma dessas metodologias é utilizada. Analisa-se a taxa de falha do sistema, λ_S ; o número total de atuações dos equipamentos de proteção instalados na SE, SDJ; o índice DEC do sistema, DEC_S ; o índice FEC do sistema, FEC_S ; e a energia não fornecida pelo sistema devido a falhas, ENF_S .

Duas condições iniciais de taxa de falha para o ano zero serão consideradas. Estas são descritas a seguir.

- CONDIÇÃO INICIAL 1 -

A condição inicial 1, CI1, considera que o estado do sistema seja "bom como novo". Na condição CI1, todos os alimentadores encontram-se com taxa de falha igual a λ_0 . Em outras palavras, os alimentadores se encontram na melhor condição possível de taxa de falha. O valor assumido para λ_0 é a taxa de falha dos alimentadores a_1 e a_3 da Tabela IV.2., i.e., λ_0 igual a 0,114. Assim, a condição CI1 estabelece

$$\lambda_{al1}^0 = \lambda_{al2}^0 = \lambda_{al3}^0 = \lambda_{al4}^0 = \lambda_0 = 0,114. \quad (CI1)$$

- CONDIÇÃO INICIAL 2 -

A condição inicial 2, CI2, considera que no ano zero o sistema possui taxa de falha que é o resultado de alguma política de manutenção. São considerados diferentes valores de taxa de falha para os alimentadores. Os valores adotados são os apresentados na *Tabela IV.2*, adequados à equação (IV.3). Assim, a condição CI2 estabelece

$$\begin{aligned} \lambda_{al1}^0 &= \lambda_{al3}^0 = 0,114 \\ \lambda_{al2}^0 &= 0,798 \\ \lambda_{al4}^0 &= 0,456. \end{aligned} \quad (CI2)$$

Neste trabalho, para proceder os cálculos relativos às sucessivas programações, foram criadas algumas regras, pois estas não existem, nem objetivas nem explícitas, nas metodologias consideradas. As regras estabelecidas no presente trabalho são enunciadas a seguir.

- REGRA 1 -

Quando o recurso de manutenção total não é suficiente para cobrir toda a extensão do alimentador de maior prioridade, então a manutenção deve ser feita da fonte para a carga.

- REGRA 2 -

Quando o recurso de manutenção total é suficiente para cobrir outros alimentadores além do mais prioritário então a manutenção é feita nos alimentadores de acordo com a prioridade decrescente.

- REGRA 3 -

Para a metodologia da CESP considera-se que todos os trechos na área de proteção dos equipamentos instalados na SE sejam trechos tipo A. (Observação: o bloco 34-5 também é considerado como A por causa do número de consumidores primários ali instalados.)

Por fim, considerando-se que o recurso de manutenção disponível total fosse insuficiente para a manutenção de todo o sistema, adotou-se 44 u.m..

Para facilitar os cálculos de sucessivas programações considera-se que toda a manutenção seja realizada no início de cada ano. O programa computacional utilizado para o cálculo se encontra no Anexo 3. Resume-se a seguir a marcha de cálculo dos valores de λ_S , SDJ, DEC_S , FEC_S , ENF_S de um ano.

Passo 1 - Entrar com o valor da taxa de falha do ano zero para cada bloco. Por exemplo, para a condição CI1, no ano

zero todos os blocos e todos os alimentadores têm taxa de falha igual a 0,114.

Passo 2 - Para o valor da taxa de falha, calcular a hierarquia dos alimentadores, ou blocos, conforme a metodologia.

Passo 3 - Para cada bloco, entrar com o valor da taxa de falha que o bloco considerado terá no seguinte ano se não for realizada manutenção, este valor é obtido através da equação (IV.3). Por exemplo, para a condição CI1 no ano zero não sendo realizada manutenção, os blocos apresentarão taxa de falha igual a 0,228 no ano seguinte, i.e., no ano 1.

Passo 4 - Calcular a quantidade de recurso de manutenção que é gasta para realizar a manutenção quando os valores das taxas de falha são os encontrados no Passo 3, utilizando-se a equação (IV.4).

Passo 5 - Realizar a manutenção nos blocos considerados prioritários de acordo com o Passo 2. Por exemplo, para a condição CI1, no ano 1, os blocos que recebem manutenção voltam a ter taxa de falha igual a 0,114, os demais permanecerão com taxa de falha igual a 0,228. Importante observar que o recurso gasto a cada ano, não deve ultrapassar as 44 u.m. adotadas disponíveis.

Passo 6 - Calcular o valor de λ_S , SDJ, DEC_S , FEC_S e ENF_S

para os valores de taxa de falha do Passo 5.

Passo 7 - Se o número de anos fôr suficiente, fim. Caso contrário voltar ao Passo 2.

Para analisar a tendência dos resultados de sucessivas programações foram considerados oito anos para a condição CI1, e cinco anos para a condição CI2.

As Tabelas IV.6, IV.7, IV.8, e IV.9 apresentam os resultados obtidos através dos métodos MPCODI, MPCELESC, CIRCUITOS CRÍTICOS e CESP, respectivamente, sob a condição CI1 de taxa de falha.

Considerando-se agora a Condição CI2 de taxa de falha, o recurso necessário para dar manutenção nos blocos tipo A, do método CESP, no ano zero é de 104,07 u.m.. Ora, o recurso disponível adotado é de apenas 44 u.m.. Nesse caso a não existência de regras objetivas para o estabelecimento de prioridades torna sem sentido a consideração desse caso para os fins do presente trabalho.

A Tabela IV.10 apresenta os resultados dos métodos MPCODI e MPCELESC, na Tabela IV.11, os resultados do método dos CIRCUITOS CRÍTICOS, sob a condição CI2 de taxa de falha.

Os gráficos das Figuras IV.8, IV.9, IV.10, IV.11, e IV.12 permitem para as Condições CI1 e CI2, a comparação da taxa

Tabela IV.6 - Resultado obtido pelos Métodos MPCODI para o sistema exemplo da Figura IV.4. para a condição CI1 de taxa de falha.

ANO	ENFs	DECs	FECs	SDJ	λ_s	ALIMENTADOR
0	3383	1,27	2,02	3,78	0,114	
1	5840	1,39	2,12	6,17	0,177	AL 02
2	6899	2,00	2,97	6,14	0,220	AL 04- AL 02
3	9011	1,67	2,35	8,23	0,265	AL 02
4	10070	2,28	3,20	8,20	0,308	AL 04- AL 02
5	12119	1,86	2,46	10,29	0,348	AL 02
6	13178	2,48	3,31	10,26	0,391	AL 04- AL 02
7	15227	2,06	2,57	12,35	0,431	AL 02
8	12140	3,26	4,48	10,95	0,483	AL 01- AL 04

Tabela IV.7 - Resultado obtido pelo Método MP CELESC para o sistema exemplo da Figura IV.4. para a condição CI1 de taxa de falha.

ANO	ENFs	DECs	FECs	SDJ	λ_s	ALIMENTADOR
0	3383	1,27	2,02	3,78	0,114	
1	5840	1,39	2,12	6,17	0,177	AL 02
2	6899	2,00	2,97	6,14	0,220	AL 04- AL 02
3	9011	1,67	2,35	8,23	0,265	AL 02
4	10070	2,28	3,20	8,20	0,308	AL 04- AL 02
5	12119	1,86	2,46	10,29	0,348	AL 02
6	9792	3,02	4,35	7,82	0,364	AL 03- AL 04
7	11539	2,29	2,91	8,83	0,400	AL 02
8	12850	3,08	4,04	9,22	0,454	AL 04- AL 02

Tabela IV.8 - Resultado obtido pelo Método dos CIRCUITOS CRITICOS para o sistema exemplo da Figura IV.4. para a condição CI1 de taxa de falha.

ANO	ENFs	DECs	FECs	SDJ	λ_s	ALIMENTADOR
0	3383	1,27	2,02	3,78	0,114	
1	5840	1,39	2,12	6,17	0,177	AL 02
2	8297	1,51	2,23	8,56	0,240	AL 02
3	8656	2,31	3,52	7,71	0,264	AL 04- AL 02
4	10540	1,73	2,39	9,26	0,301	AL 02
5	12907	1,72	2,35	11,65	0,353	AL 02
6	15349	1,82	2,44	14,05	0,411	AL 02
7	15196	2,84	4,17	12,37	0,423	AL 04
8	16943	2,11	2,73	13,38	0,459	AL 02

Tabela IV.9. - Resultado obtido pelo Método CESP para o sistema exemplo da Figura IV.4. para a condição CI1 de taxa de falha.

ANO	ENFs	DECs	FECs	SDJ	λ_s
0	3383	1,27	2,02	3,78	0,114
1	4251	1,77	2,68	4,20	0,175
2	4417	2,60	3,92	4,44	0,222
3	5117	2,75	3,96	4,47	0,277
4	5348	3,81	5,65	4,93	0,328
5	5945	3,72	5,24	4,62	0,378
6	6068	4,77	6,92	4,93	0,426
7	6666	4,68	6,51	4,62	0,475
8	6798	5,74	8,19	4,93	0,523

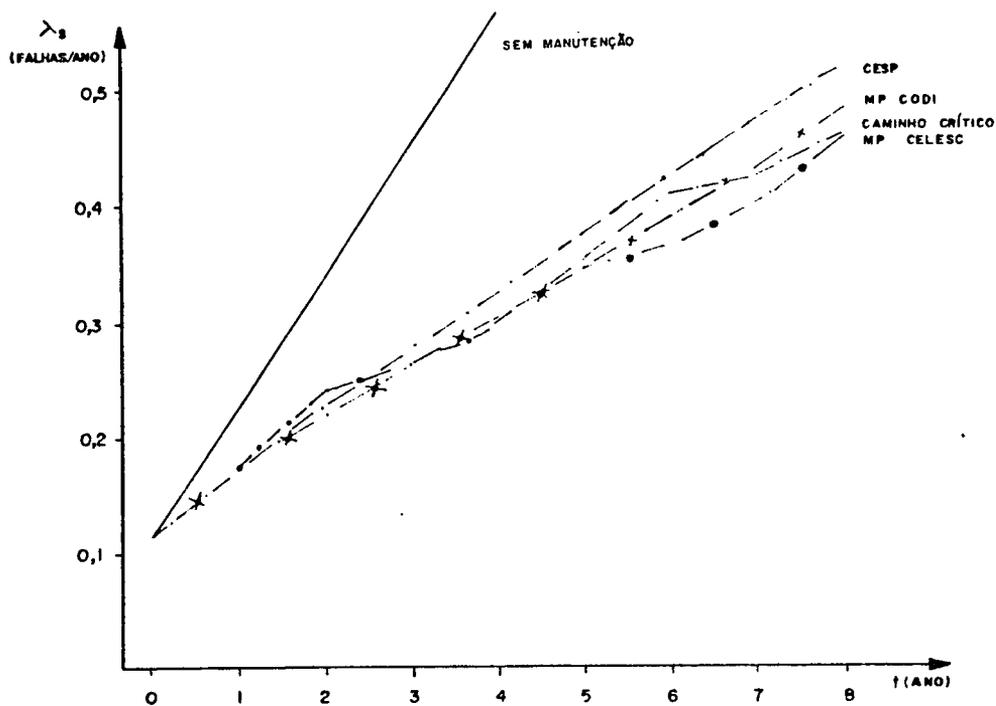
Tabela IV.10 - Resultado obtido pelos Métodos MPCODI e MPCELESC para o sistema exemplo da Figura IV.4. para a condição CI2 de taxa de falha.

ANO	ENFs	DECs	FECs	SDJ	λ_s	ALIMENTADOR
0	12063	8,68	13,91	16,17	0,620	
1	12016	6,06	8,48	12,08	0,610	AL 02
2	13367	4,81	6,22	12,65	0,623	AL 02
3	12828	5,74	7,84	8,92	0,619	AL 04
4	14297	4,57	5,91	9,93	0,635	AL 02
5	16328	4,05	5,10	12,32	0,666	AL 02

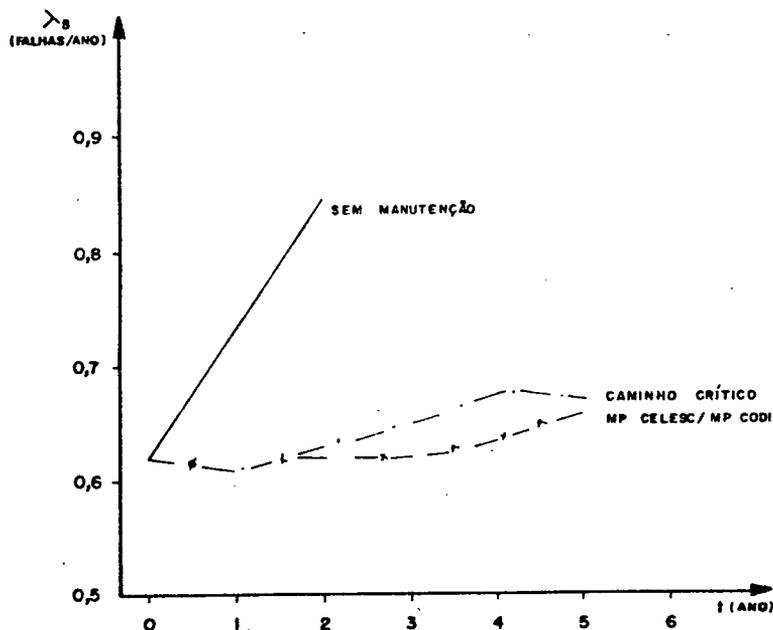
Tabela IV.11 - Resultado obtido pelo Método dos CIRCUITOS CRÍTICOS para o sistema exemplo da Figura IV.4. para a condição CI2 de taxa de falha.

ANO	ENFs	DECs	FECs	SDJ	λ_s	ALIMENTADOR
0	12063	8,68	13,91	16,17	0,620	
1	12016	6,06	8,48	12,08	0,610	AL 02
2	13367	4,81	6,22	12,65	0,63	AL 02
3	15291	4,12	5,26	15,04	0,648	AL 02
4	17338	3,68	4,50	17,44	0,680	AL 02
5	16979	4,61	6,10	13,24	0,669	AL 04

Figura IV.8. - Gráfico comparativo do comportamento da taxa de falha do sistema, λ_s , quando aplicadas as metodologias MPCODI, MPCELESC, CESP, e CIRCUITOS CRÍTICOS para o sistema da Figura IV.4.: a) condição CI1 ; b) condição CI2

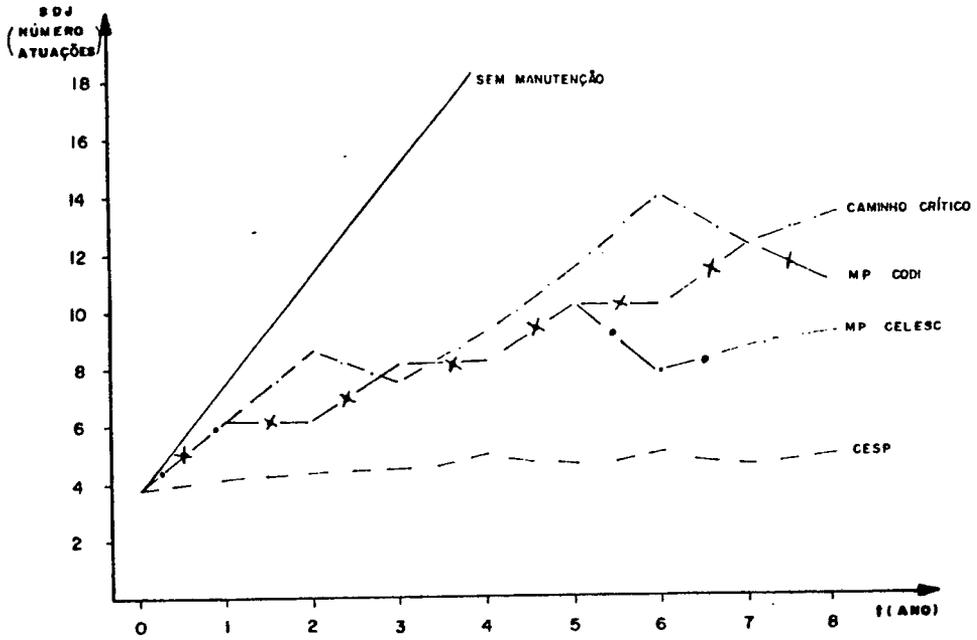


a) condição CI1

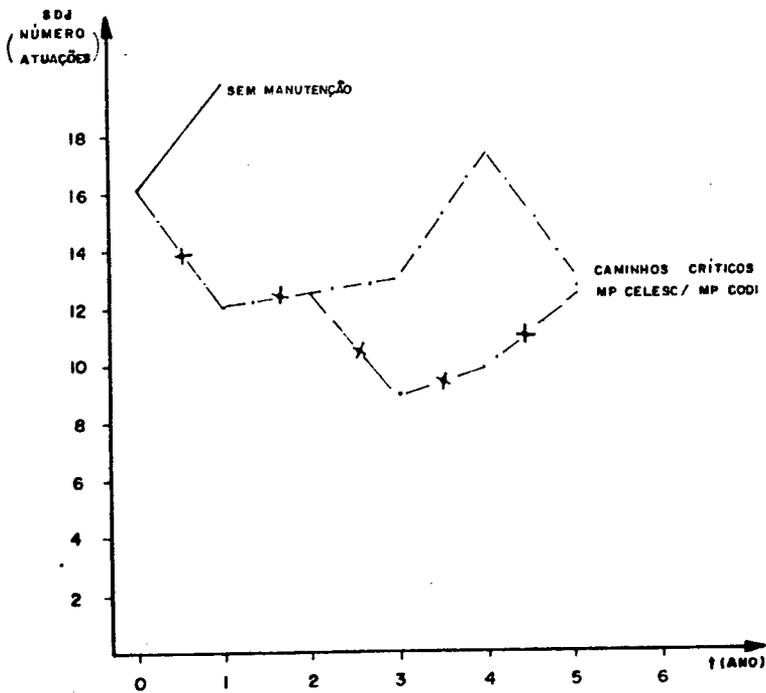


b) condição CI2

Figura IV.9. - Gráfico comparativo do número total de atuações dos equipamentos de proteção instalados na SE, SDJ, quando aplicadas as metodologias MPCODI, MPCELESC, CESP, e CIRCUITOS CRITICOS para o sistema da Figura IV.4.:
 a) condição CI1 ; b) condição CI2

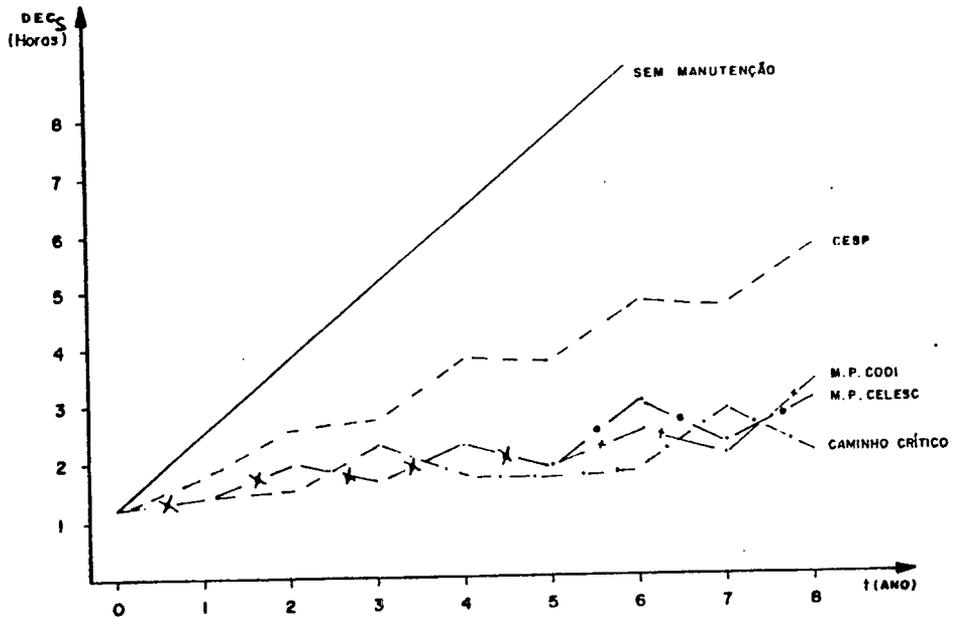


a) condição CI1

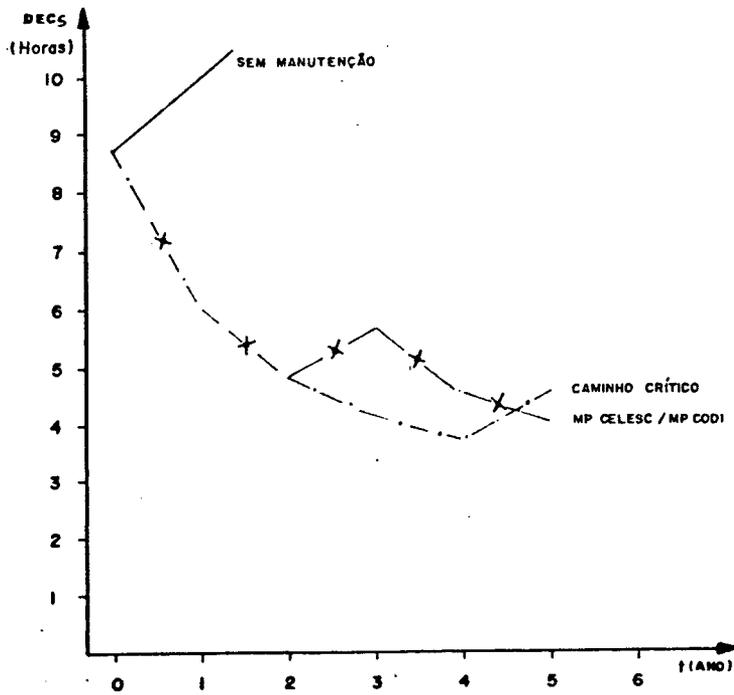


b) condição CI2

Figura IV.10. - Gráfico comparativo do comportamento do índice DEC_5 , quando aplicadas as metodologias MPCODI, MPCELESC, CESP, e CIRCUITOS CRITICOS para o sistema da Figura IV.4.: a) condição CI1 ; b) condição CI2

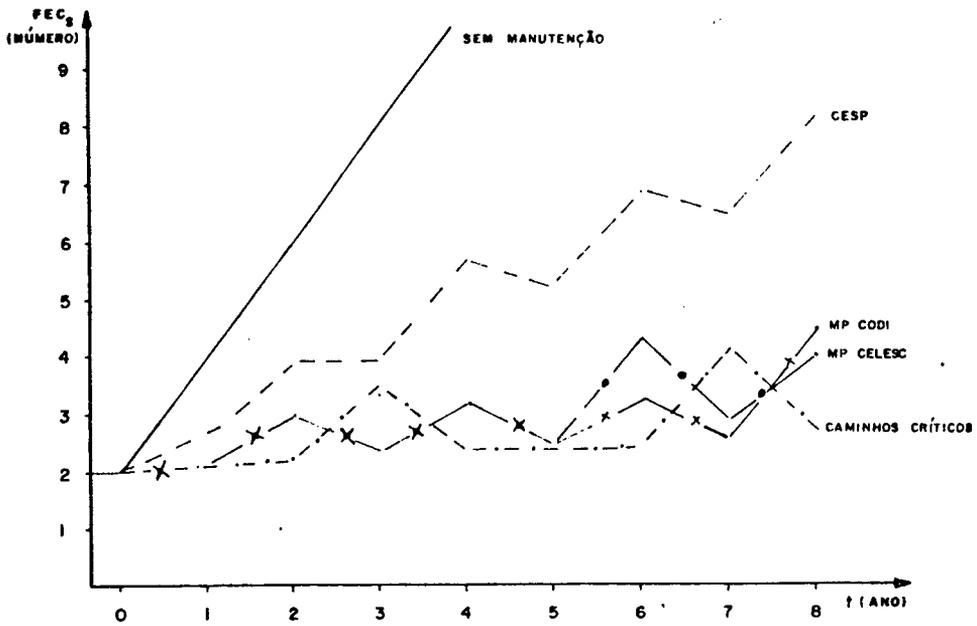


a) condição CI1

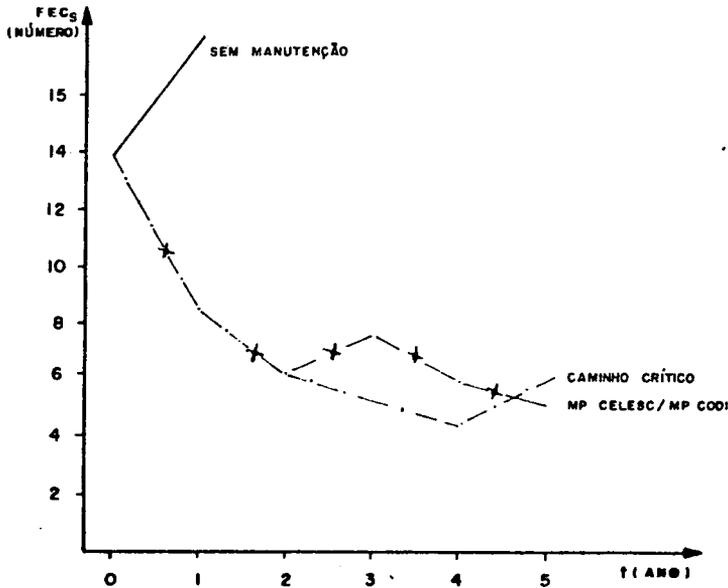


b) condição CI2

Figura IV.11. - Gráfico comparativo do comportamento do índice FEC_5 , quando aplicadas as metodologias MPCODI, MPCELESC, CESP, e CIRCUITOS CRÍTICOS para o sistema da Figura IV.4.: a) condição CI1 ; b) condição CI2

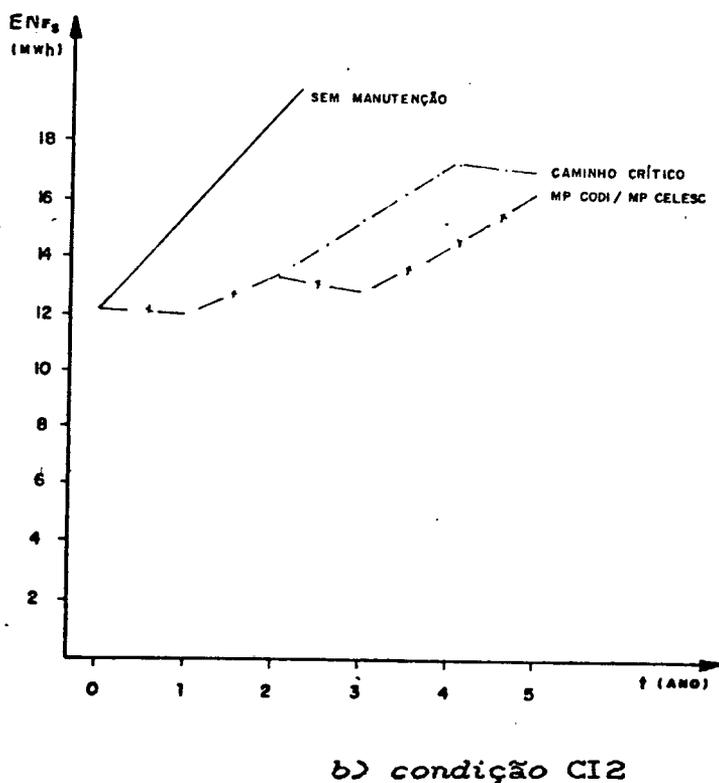
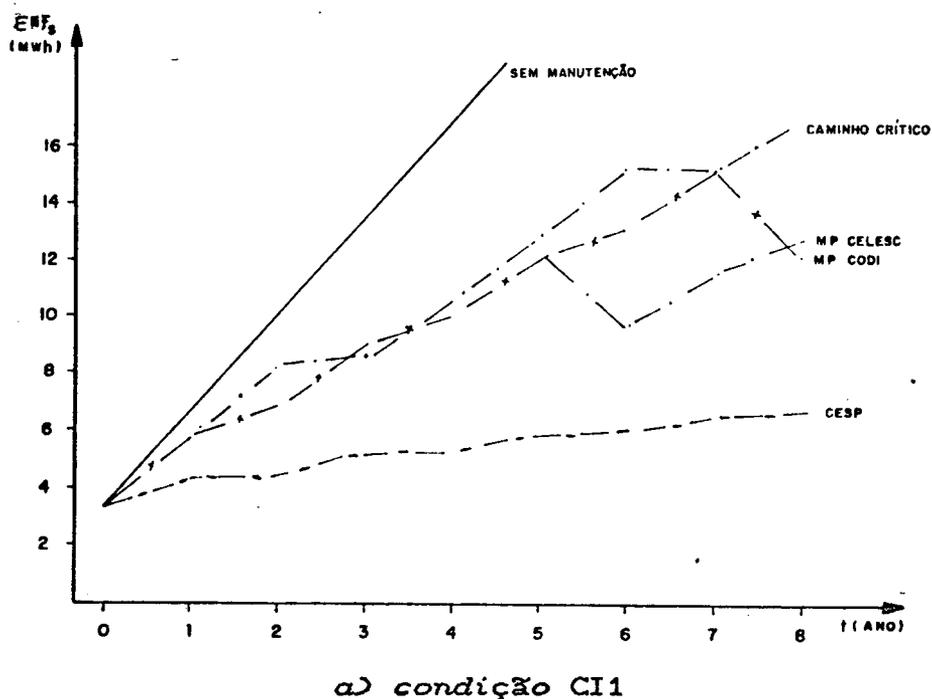


a) condição CI1



b) condição CI2

Figura IV.12. - Gráfico comparativo do comportamento da energia não fornecida pelo sistema devido a falhas, ENF_s , quando aplicadas as metodologias MPCODI, MPCELESC, CESP, e CIRCUITOS CRÍTICOS para o sistema da Figura IV.4.:
 a) condição CI1 ; b) condição CI2



de falha do sistema, do número total de atuações dos equipamentos de proteção instalados na SE, dos índices DEC e FEC do sistema, e da energia não fornecida pelo sistema, respectivamente λ_S , SDJ, DEC_S , FEC_S e ENF_S .

Observando os resultados das sucessivas programações ao longo do tempo, constatam-se quatro pontos relacionados a seguir.

Primeiro, a aplicação dos métodos de hierarquização MPCODI, MPCELESC, e CIRCUITOS CRÍTICOS direcionam a manutenção primeiramente para o alimentador al_2 , depois para o alimentador al_4 e por fim, para os alimentadores al_1 e al_3 . Na prática, a manutenção é direcionada na ordem inversa, os dados da *Tabela IV.2*, como foram obtidos de um sistema real, servem para exemplificar este fato.

Segundo, os métodos MPCODI, MPCELESC, e CIRCUITOS CRÍTICOS dão ênfase à diminuição dos índices DEC_S e FEC_S . Quando foi possível aplicar o método CESP, deu-se ênfase às variáveis ENF_S e SDJ.

Terceiro, os resultados obtidos com os métodos MPCODI, e MPCELESC, para uma mesma condição de taxa de falha nos blocos, na maioria das vezes são iguais.

Quarto, o método da CESP não prevê critério a ser adotado a fim de estabelecer a prioridade, quando o recurso de

manutenção é insuficiente para cobrir todo o trecho classificado como A.

IV.5.4. Conclusão

Os métodos considerados estabelecem, através da utilização de indicadores operativos, a prioridade dos alimentadores de distribuição. Não obstante, o resultado obtido por três desses métodos, i.e. MPCODI, MPCELESC, e CIRCUITOS CRÍTICOS, é contrário ao que na prática é usado. De fato, a prioridade é dada a grandes consumidores.

O método da CESP adapta a prioridade dada na prática para estabelecer critérios na determinação da prioridade teórica. Esse método comumente classifica os trechos localizados na área de proteção dos equipamentos instalados na SE como prioritários (trechos A). Uma deficiência desse método é não explicitar os critérios para a escala de prioridades nesses mesmos trechos (trechos A).

A diferença básica entre o método da CESP e os demais é que a aplicação do primeiro faz com que a energia não fornecida ao sistema seja menor do que a obtida com a aplicação dos outros três métodos. Por outro lado, os índices DEC e FEC do sistema são maiores quando são seguidos os resultados obtidos pelo método CESP, comparando-se àqueles relativos

aos métodos MPCODI, MPCELESC, e CIRCUITOS CRÍTICOS.

Entre os métodos considerados, o da CESP, quando passível de ser aplicado, é o que melhor adequa o resultado teórico à solução prática. Assim, pode-se concluir que as concessionárias desejam dar manutenção com o objetivo de minimizar a energia não fornecida devido a interrupções no fornecimento de energia.

As metodologias aqui apresentadas prevêem alteração no programa de acordo com situações adversas que possam ocorrer. No entanto, essa decisão é de cunho eminentemente intuitivo e depende da decisão do responsável pela manutenção.

Pode-se também observar que a teoria da manutenção apresentada no Capítulo III pouco é utilizada. Como visto no mencionado capítulo, dados de taxa de falha, e custos decorrentes de falhas são fundamentais para o estabelecimento do programa de manutenção *otimizado*. Por esse motivo, no Capítulo V, abordar-se-á o assunto dos custos de interrupção no fornecimento de energia elétrica.

V. CUSTOS DECORRENTES DA INTERRUPÇÃO E NÍVEL ADEQUADO DE CONFIABILIDADE

Tem sido bem documentada a filosofia de que os sistemas de energia elétrica devem atender a seus consumidores tão continua e economicamente quanto possível. Está implícito em tal filosofia que em geral não é justificável aumentar a confiabilidade como um fim em si mesmo. A confiabilidade do suprimento deveria ser aumentada somente quando originasse algum benefício econômico para a sociedade [2].

No Capítulo III foi visto que os custos provenientes da manutenção na falha, manutenção preventiva e inspeção, são dados fundamentais para a otimização da manutenção. Como o custo decorrente de interrupções no fornecimento de energia elétrica é uma componente fundamental do custo da manutenção na falha, e da manutenção preventiva com rede desenergizada, é de grande importância o seu conhecimento para o estabelecimento da política de manutenção ótima. Trabalhos têm sido feitos com o objetivo de determinar custos

decorrentes da interrupção no fornecimento de energia e estabelecer o nível adequado de confiabilidade aos consumidores.

Neste capítulo são abordados os seguintes tópicos sobre o assunto: i) custos decorrentes da interrupção no fornecimento de energia elétrica; ii) níveis de confiabilidade adequados utilizados no Brasil; iii) conceito técnico de nível de qualidade ótimo; e iv) métodos de avaliação econômica da confiabilidade.

V.1. Custos decorrentes da Interrupção no Fornecimento de Energia Elétrica

As interrupções no fornecimento de energia elétrica acarretam custos tanto para as concessionárias quanto para os consumidores. As concessionárias incorrem em custos devido a :

i) perdas financeiras devidas à diminuição no faturamento relativo à energia não suprida e ao risco de redução nos futuros suprimentos de energia elétrica pois as empresas podem se instalar em regiões mais confiáveis, ou substituírem a fonte de energia;

ii) perdas financeiras relativas à manutenção preventiva e reparo; e

iii) perda da boa imagem comercial da empresa

concessionária [24, 20].

Por outro lado, os consumidores sofrem:

a) desconforto, perda de lazer, gastos com serviços ligados à eletricidade;

b) considerando-se os consumidores industriais, estes podem sofrer custos internos, e.g. relativos a danos em equipamentos, perda de material, e manutenção extra, bem como custos externos, e.g. o impacto sobre a economia regional e até mesmo além desses limites devido ao efeito multiplicador causado por perdas na indústria, o impacto social e ambiental causado por exemplo pela liberação acidental de gases nocivos quando de uma interrupção ; e

c) considerando-se todas as classes de consumidores, os custos decorrentes do comportamento social durante a incidência de *black-outs* em centros urbanos de grande densidade populacional, i.e. pânico, vandalismo, e saque em grande escala.

As estimativas dos custos de interrupção são comumente associadas a variáveis tais como: duração, frequência, carga interrompida, energia não suprida, salário dos consumidores, e custos de produção [5, 20, 24]. No Brasil, o Grupo Coordenador de Planejamento do Sistema, elaborou relatório estabelecendo a base conceitual para discussão do custo de interrupções intempestivas, a partir dos seguintes aspectos:

1) causas e modos de falhas em sistemas de energia

elétrica:

2) parâmetros caracterizadores das falhas de suprimento;

3) efeitos das falhas intempestivas sobre os consumidores; e

4) relações entre parâmetros característicos das falhas de suprimento e as conseqüências das falhas intempestivas. A partir dessa análise, o grupo mencionado indicou em caráter preliminar os tipos de investigação a serem conduzidos pelos grupos de trabalho que objetivam determinar os custos das interrupções intempestivas [25].

V.2. Níveis de Qualidade Adequados Adotados no Brasil

No Brasil, o DNAEE [8], através da portaria 046 de 17 de abril de 1978, estabelece os limites de duração e frequência das interrupções para os consumidores considerados individualmente e por conjuntos, vejam-se Tabelas V.1, e V.2. Os conjuntos são agrupamentos de consumidores formados de acordo com características geo-elétricas estabelecidas pela mesma portaria e classificados de acordo com o número de consumidores neles existentes. Consumidores localizados em sistemas isolados não são cobertos pela portaria.

Tabela V.1 - Limite do DEC e do FEC estabelecido pelo DNAEE para Consumidores Individualmente considerados atendidos por Sistema Aéreo com Tensão menor ou igual a 69 kV.

CARACTERÍSTICAS DO CONSUMIDOR	DURAÇÃO horas/ano	FREQUÊNCIA interrupções/ano
Atendimento em tensão primária e não localizado em zona rural	80	70
Atendimento em tensão secundária e pertencente ao conjunto com mais de 1.000 consumidores	100	80
Localizado em zona rural ou pertencente a conjunto com menos de 1.000 consumidores	150	120

Tabela V.2 - Limite do DEC e do FEC estabelecido pelo DNAEE para Conjunto de Consumidores atendidos por Sistema Aéreo com tensão menor ou igual a 69 kV.

TIPO	NÚMERO DE CONSUMIDORES	DEC horas/ano	FEC interrupções
50	mais de 50.000	30	45
40	entre 15.000 e 50.000	45	50
30	entre 5.000 e 15.000	50	60
20	entre 1.000 e 5.000	70	70
10	menos de 1.000	120	90

Embora seja preocupação das concessionárias sempre atender a portaria, é desejável saber, mesmo estando dentro dos limites fornecidos pelo DNAEE, quando a concessionária deve ou não se preocupar com o nível de qualidade do serviço prestado aos consumidores. Nesses sentido, o CODI [6], para referência no processo de planejamento, elaborou uma graduação de acordo com o tipo de localidade ou zona típica de mercado. Em outras palavras, levou em consideração, além do número de consumidores (exigido pela portaria), o consumo anual de energia. A qualidade é dividida em quatro níveis e estabelecida de acordo com o DEC e o FEC anuais (Tabela V.3). A interpretação dada a cada grau é a seguinte:

1) grau 1 - valor que uma vez atingido, dispensa obras de melhoria de continuidade do fornecimento e deve ser considerado como condição ideal;

2) grau 2 - significa que o sistema apesar de atender satisfatoriamente, admite obras de melhoria e/ou aproveitamento de recursos de operação;

3) grau 3 - é definido como o mínimo de qualidade admissível para o tipo de localidade. Um sistema elétrico com tal característica, admite melhoramentos (mais prioritários que os necessários no grau 2) tendo-se em vista que o limite superior do grau 3 corresponde aos valores máximos exigidos pelo DNAEE; e

4) grau 4 - este grau define uma condição indesejável que necessita de melhoramento. Nesse caso, a legislação não está sendo observada.

Tabela V. 3. - Graus de Balizamento de Continuidade por Tipo de Localidade ou Zona, estabelecidos pelo CODI, para fins de Planejamento [6].

TIPO DE LOCALIDADE OU ZONA		1	2	3	4					
TIPO (1)	NÚMERO CONS.	CONSUMO Mwh/ano	DEC FEC	DEC FEC	DEC FEC	DEC FEC				
A	CENTROS INDUSTRIAIS, COMERCIAIS E RESIDENCIAIS CONCENTRADOS		<=1	<=2	>1-5	>2-10	>15 (2) >5-20 (3)	>20 (2) >10-25 (3)	>15 (2) >20 (3)	>20 (2) >25 (3)
	>50.000	>10.000								
	PARTE RESTAN- TE	PARTE RESTAN- TE	<=5	<=10	>5-10	>10-20	>10-30	>20-45	>30	>45
B	15.000 à 50.000	25.000 à 100.000	<=10	<=20	>10-20	>20-35	>20-40	>35-50	>40	>50
C	5.000 à 15.000	10.000 à 25.000	<=15	<=20	>15-25	>20-35	>25-50	>35-60	>50	>60
D	1.000 à 5.000	2.500 à 10.000	<=35	<=30	>35-50	>30-45	>50-70	>45-70	>70	>70
E	200 à 1.000	<2.500	<=45	<=30	>45-65	>30-45	>65-120	>45-90	>120	>90
F	<200 e RURALS	<2.500	<=60	<=40	>60-90	>40-60	>90-120	>60-90	>120	>90

OBSERVAÇÕES:

- 1 - Para ser enquadrada dentro do tipo, basta cumprir um dos requisitos: número de consumidores ou consumo (localidades A, B, C e D)
- 2 - Para áreas atendidas em sistema subterrâneo com secundário reticulado
- 3 - Para áreas atendidas por sistema subterrâneo com secundário radial

A CELESC [26] para o melhor controle do desempenho analisou o comportamento dos índices obtidos por concessionárias congêneres, relativos à meta do DNAEE no período de 1980 a 1983 e estabeleceu também um critério adotando quatro níveis de qualidade, ótimo, bom, quase crítico e crítico. A interpretação dada a cada nível é como segue.

O nível *ótimo*, define uma faixa correspondente aos índices entre 0 e 25% da meta do DNAEE para o DEC, entre 0 e 20% para o FEC. Nesta faixa, a nível brasileiro, encontram-se poucos conjuntos. Provavelmente os investimentos nestes conjuntos não estão dando o devido retorno. Talvez seja o caso de se diminuir os investimentos nesse conjuntos e investir em outros, que apresentem índices mais elevados.

O nível *bom* corresponde à faixa que vai desde 25 até 55% da meta do DNAEE para o DEC, e desde 20 até 40%, para o FEC. A princípio, esta é a faixa onde deveriam se encontrar todos os conjuntos. Nesse nível, provavelmente os conjuntos apresentam retorno financeiro compatível com o nível de qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica.

Entre 55 e 100% da meta do DNAEE para o DEC, e 40 e 100%, para o FEC, se encontra o nível *quase crítico*. Nesta faixa devem ser observados os conjuntos verificando quais medidas devem ser tomadas para se evitar a passagem para o nível crítico, e se possível retornar ao nível bom.

Por fim tem-se o nível crítico para conjuntos acima das metas do DNAEE. Nesta faixa, não deve ser considerado o retorno financeiro, pois trata-se de uma obrigação social mínima que a empresa deve cumprir.

Para se encontrar o nível de qualidade obtido pelo conjunto no período de um ano, calcula-se a porcentagem dos índices reais em relação à meta estabelecida pelo DNAEE. Verifica-se a faixa em que se encontra cada um dos índices. O nível de qualidade do conjunto é dado pelo menor nível de qualidade obtido por este para os índices DEC e o FEC.

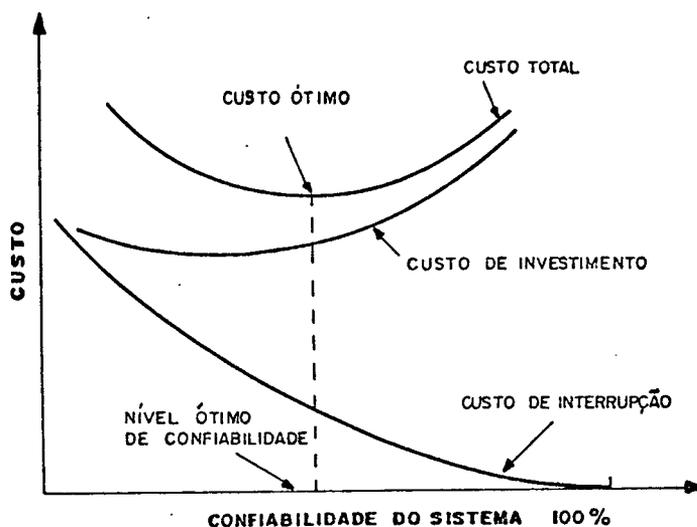
Os critérios adotados no Brasil para definir o nível de qualidade adequado pode ser classificado segundo MARKS [20] como métodos de determinação da confiabilidade absoluta. Este e outros métodos estão apresentados no item V.4., após o conceito teórico do nível de qualidade ótimo a seguir.

V.3. Conceito Teórico do Nível de Qualidade Ótimo

Não é possível, nem desejável, evitar todas as falhas no sistema de distribuição de energia elétrica. O nível de confiabilidade pode ser considerado apropriado quando o custo para evitar interrupções exceder as conseqüências daquelas interrupções para os consumidores. Assim, o nível

ótimo de confiabilidade para o consumidor pode ser definido como o nível de confiabilidade para o qual a soma dos custos de suprimento e custos de interrupção é mínima. [2] Este conceito teórico é mostrado na Figura V.1..

Figura V.1 - Custo versus Confiabilidade do Sistema [2]



Obtendo-se o nível ótimo de confiabilidade, pode-se precisamente responder perguntas muito frequentes tais como: Qual o aumento de confiabilidade por unidade monetária investida?; Onde alocar os recursos de operação e manutenção para se obter o máximo benefício da confiabilidade?. Infelizmente para o atual estado da arte ainda não é possível estabelecer-se tal nível ótimo. Porém, de acordo com a característica do problema, pode-se utilizar outros métodos para a avaliação da confiabilidade econômica.

V.4. Métodos de Avaliação Econômica da Confiabilidade

Apresenta-se a seguir, um resumo de MARKS [20] sobre métodos de avaliação da confiabilidade.

V.4.1. Determinação da Confiabilidade Absoluta

MARKS [20] define como determinação da confiabilidade absoluta, um grupo de métodos nos quais o desempenho do sistema é comparado com um critério de confiabilidade especificado, para então se determinar se o desempenho é adequado ou não. Em geral assume-se que se a estimativa calculada do desempenho do sistema estiver abaixo de um padrão ou critério, justifica-se então uma ação corretiva para trazer o sistema até a um nível de desempenho padrão.

Esse nível padrão é estabelecido através de um critério determinístico ou probabilístico na tentativa de determinar a verdadeira justificativa do projeto. Por exemplo, um critério adotado por algumas concessionárias para a geração é a perda de carga igual a 0,1 dias/ano (1 dia em 10 anos), ou ainda, os níveis de qualidade apresentados em V.2. .

V.4.2. Métodos de Hierarquização segundo a Confiabilidade

São definidos como métodos de hierarquização segundo a confiabilidade, aqueles que comparam méritos relativos a projetos ou programas baseando-se na comparação dos índices de confiabilidade. Frequentemente, a seleção de projetos ou programas se transforma numa escolha de projetos alternativos devidamente justificados. Isto é particularmente verdadeiro na situação em que a alocação do orçamento total é limitada devido a restrições financeiras. Em tais casos, pode ser aceitável simplesmente hierarquizar os projetos ou programas propostos baseando-se em seus méritos de confiabilidade. Isso pode ser obtido selecionando-se um índice de confiabilidade, e então ordenando-se os projetos em ordem crescente ou decrescente. Por exemplo, se vários projetos de distribuição estão sendo considerados, pode-se escolher uma ordenação baseando-se no impacto das interrupções sobre os consumidores. Nesse caso, a redução das interrupções, resultantes em cada projeto, deveria ser calculada. Os projetos seriam então hierarquizados em ordem decrescente, e os projetos no topo da lista receberiam maior prioridade.

As vantagens do método mencionado são sua facilidade de implementação, flexibilidade, e exigências mínimas de dados necessários. Entretanto não considera o aspecto custo.

V.4.3. Análise Comparativa da Confiabilidade

A análise comparativa da confiabilidade será definida como o método através do qual os projetos são comparados baseando-se nas respectivas melhoras do nível de confiabilidade em relação ao custo do projeto. Por exemplo, considere um programa *Alfa* que custe 100 OTN/ano com a expectativa de redução da indisponibilidade de 2 horas/ano, e um outro programa *Beta*, que custe 150 OTN/ano com expectativa de redução da indisponibilidade de 1,5 horas/ano, então o projeto *Alfa* é preferível ao *Beta*, pois o primeiro apresenta maior melhora da confiabilidade por OTN gasta; 0,02 horas/OTN, contra 0.01 horas/OTN do projeto *Beta*. Os índices calculados podem ser hierarquizados resultando então um método de hierarquização com base na melhora da confiabilidade em função do custo. Esse método possui vantagens como simplicidade, flexibilidade, e inclusão do custo. Entretanto, ainda não inclui o valor ou medida da confiabilidade.

V.4.4 Avaliação Benefício/Custo

São definidos como avaliação Benefício/Custo da confiabilidade, os métodos em que a relação é determinada a fim de se estimar se um o projeto ou programa é ou não

justificado. A maior objeção que se faz a esse tipo de método, é a dificuldade da determinação dos benefícios pois requer dados sobre todas as classes de consumidores.

Como foi visto em V.1. estimativas dos custos de interrupção são comumente associadas a variáveis como duração, frequência, carga interrompida, energia não suprida, salário dos consumidores. e custo de produção.

Para as avaliações dos procedimentos de operação e manutenção, a metodologia Benefício/Custo parece ser a mais apropriada. Se mais programas podem ser justificados do que executados por causa do limite orçamentário, então os métodos de hierarquização podem ser usados para selecionar aqueles programas com mais alta relação Benefício/Custo. A significativa vantagem deste método, é sua capacidade para justificar um projeto ou programa baseando-se quantitativamente em custos e benefícios identificados. Entretanto, é limitado à avaliação de projetos e/ou programas especificamente definidos.

V.4.5. Técnicas de Otimização da Confiabilidade

As técnicas de otimização da confiabilidade são aquelas que calculam o nível ótimo de confiabilidade baseado no custo e benefício. São técnicas recentes, as primeiras tentativas para o estabelecimento de níveis ótimos de confiabilidade,

foram feitas no início dos anos 70. Por serem métodos complexos, é provável que serão apenas usados para a determinação do nível ótimo de confiabilidade, e não para a avaliação de cada plano de expansão. Uma vez determinado o nível ótimo da confiabilidade, algum parâmetro chave, como a probabilidade de perda de carga ou energia não suprida, pode ser usado como medida absoluta segundo a qual os planos propostos são avaliados (medidos).

V.5. Conclusão

Pela classificação de MARKS [20], pode-se enquadrar o método de avaliação econômica da confiabilidade adotado no Brasil, como o da Determinação da Confiabilidade Absoluta, i.e., são estabelecidos padrões de qualidade, e quando o sistema se encontra abaixo desses padrões, justifica-se uma ação corretiva para trazer o sistema até o nível de desempenho padrão adotado.

As técnicas que calculam o nível ótimo de confiabilidade baseado no Custo e no Benefício são recentes e os métodos empregados são complexos. Por este motivo, provavelmente, um parâmetro chave como a energia não suprida (energia não fornecida pelo sistema devido a falhas) poderá ser usado como medida absoluta, segundo a qual os planos propostos podem ser avaliados. A maior objeção que se faz à avaliação

através da relação Benefício/Custo, é a dificuldade da determinação dos benefícios, pois esta requer dados de todas as classes de consumidores.

VI. METODOLOGIA PROPOSTA

Viu-se no Capítulo III, que a função de taxa de falha e os custos provenientes da manutenção na falha, da manutenção preventiva e da inspeção são fundamentais para a otimização da manutenção. No Capítulo V, observou-se que não há estimativa adequada para os custos de interrupção do fornecimento de energia elétrica, custos esses que são fundamentais para a composição do custo de manutenção na falha e do custo de manutenção programada com rede desenergizada. Se estes tipos de dados estão disponíveis, então é possível a aplicação da metodologia de manutenção preventiva com base na condição, proposta por SHERWIN [13]. Essa metodologia pode ser utilizada tanto para o estabelecimento do programa ótimo de manutenção considerando-se o intervalo entre inspeções, quanto está apta a estabelecer o número ótimo de turmas de manutenção preventiva e de turmas de manutenção corretiva (emergência). Isto, porque o custo de uma turma de emergência é uma componente do custo de manutenção na falha, e também, o

custo de uma turma de manutenção preventiva é uma componente do custo de manutenção preventiva. No caso das concessionárias brasileiras, infelizmente, não há base de dados adequada, que possibilite a determinação do custo de interrupção e da função taxa de falha.

No Capítulo IV foram apresentadas metodologias utilizadas pelas concessionárias brasileiras. Essas metodologias objetivam um programa de alocação de recursos de manutenção. Embora diversas, o ponto comum entre essas metodologias é o estabelecimento de prioridades para alimentadores ou blocos, levando em conta vários índices tais como DEC, Idade do Alimentador, Carregamento, e outros. Nenhum desses métodos, entretanto, considera a relação Benefício/Custo, abreviadamente B/C, como balizamento do grau de prioridade.

Neste capítulo, propõem-se procedimentos para o planejamento da manutenção preventiva em sistemas de distribuição, conforme a disponibilidade de dados de interrupção e de custos associados, para fins de alocação de recursos de manutenção. Na seção VI.1, apresenta-se o modelo de programação matemática 0/1 usado no presente trabalho com o objetivo de alocar recursos de manutenção. O modelo tem por critério a maximização da energia prevista ser salva se for realizada ação de manutenção. As restrições consideradas são aquelas relativas aos recursos de manutenção disponíveis, da frequência máxima de interrupções que o consumidor pode sofrer, e da duração máxima permitida para estas

interrupções.

Na secção VI.2 apresenta-se a metodologia denominada como Política 1, destinada a sistemas em que não é possível a determinação do custo de interrupção, mas é conhecida a função da taxa de falha, e é também possível estimar a quantidade de recursos de manutenção necessária para realizar ações de manutenção num bloco, de tal forma que este retorne à condição de estado padrão a priori adotada.

Na secção VI.3 apresenta-se a metodologia denominada Política 2, que destina-se a sistemas em que estimativas de custos de interrupção e dados sobre falhas sejam inexistentes ou escassos, em outras palavras, onde apenas exista o controle do número de interrupções do sistema, e onde seja possível obter a quantidade estimada de recursos de manutenção que em média é gasta para a manutenção de 1 km de rede.

Na secção VI.4 são indicados cinco dispositivos para acionamento da manutenção de alerta (monitoramento). E finalmente na secção VI.5, utilizando o sistema elétrico descrito em IV.5, é apresentado um exemplo numérico de aplicação.

VI.1. Modelo de Programação Linear Inteira 0/1

Para resolver o problema de alocação de recursos no planejamento da manutenção, propõe-se nesse trabalho, um problema de programação linear 0/1. Como anteriormente dito, o problema maximiza a energia prevista ser salva devido à ação de manutenção. São ainda considerados como fatores limitantes, o total de recursos de manutenção disponível, e os limites máximos de frequência e duração das interrupções previstos nas metas do DNAEE ou os adotados pela concessionária. Assim, o problema de programação linear 0/1 usado neste trabalho é representado pelo modelo descrito a seguir.

MAXIMIZAR

a energia salva com a ação da manutenção,

tal que:

i) Recursos de manutenção gastos sejam menores ou iguais aos Recursos totais de manutenção disponíveis;

ii) O número total de interrupções sofridas pelo consumidor (interrupções provenientes de falhas e manutenção preventiva) seja menor ou igual ao número máximo de interrupções permitido; e

iii) A indisponibilidade para o consumidor (indisponibilidade proveniente de falha e manutenção preventiva) seja menor ou igual à máxima permitida.

Deste ponto em diante, serão consideradas as seguintes hipóteses.

- Hipótese 1 -

A ação de manutenção num componente faz com que este retorne à condição inicial de taxa de falha, λ_0 .

- Hipótese 2 -

Quando é dada manutenção preventiva num bloco, é feita a manutenção em todos os componentes desse bloco, que tiveram seus estados definidos (pela inspeção) como de falha pendente. Após a manutenção, o bloco volta à condição inicial de taxa de falha, λ_0 .

- Hipótese 3 -

O custo de interrupção é diretamente proporcional à energia não fornecida devido a interrupções.

- Hipótese 4 -

A relação Benefício/Custo (B/C) é diretamente proporcional à energia salva devido à ação de manutenção.

- Hipótese 5 -

O sistema não se encontra em estado de deterioração.

VI.1.1. O modelo Geral

O problema de programação linear 0/1 usado neste trabalho é escrito na forma geral através do modelo [MG] apresentado a seguir.

- MODELO [MG] -

Maximizar

$$\Delta E = \sum_{i=1}^n \langle ENF_i[\lambda_t] - ENF_i[\lambda_0] - EM_i[\lambda_t] \rangle x_i \quad (VI.1)$$

tal que:

$$\sum_{i=1}^n RM_i[\lambda_t] x_i \leq RMT \quad (VI.2)$$

$$\begin{aligned} & \sum_{j \in \Psi_i} \langle fF_j[\lambda_0] - fF_j[\lambda_t] \rangle (x_j - 1) + \\ & + \sum_{j \in J_i} IM_j[\lambda_t] x_j + \sum_{j \in \Psi_i} fF_j[\lambda_0] + \\ & - I_i^{\max} \leq 0, \quad i=1,2,\dots,n \quad (VI.3) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \sum_{j \in \mathfrak{J}_i} (fF_j [\lambda_0] - fF_j [\lambda_t]) tl (x_j - 1) + \\
& + \sum_{j \in \mathfrak{J}_i} (fF_j [\lambda_0] - fF_j [\lambda_t]) tr (x_j - 1) + \\
& + \sum_{j \in \mathfrak{J}_i} fF_j [\lambda_0] tl + \sum_{j \in \mathfrak{J}_i} fF_j [\lambda_0] tr + \\
& + \sum_{j \in \mathfrak{J}_i} TM_j [\lambda_t] x_j - U_i^{\max} \leq 0 , \\
& \text{para } i=1,2,\dots,n \qquad \qquad \qquad \text{(VI.4)}
\end{aligned}$$

$$x_i \in \langle 0,1 \rangle , \quad i=1,2,\dots,n \qquad \qquad \qquad \text{(VI.5)}$$

Onde:

ΔE : Energia prevista ser salva com a ação de manutenção no sistema.

ENF_i : Energia não fornecida ao sistema devido a falhas num bloco i .

λ_t : taxa de falha prevista para um bloco i , caso não seja efetuada manutenção no bloco em t intervalos após a última manutenção do bloco.

λ_0 : taxa de falha que um bloco apresenta após ter recebido ação de manutenção.

$EM_i [*]$: Energia não fornecida ao sistema devido a ações de Manutenção num bloco i , em função da taxa de falha. Considera-se manutenção com linha morta.

$$\begin{aligned}
& \text{Assume-se } EM_i [\lambda_t] = \mu EF_i [\lambda_t], \quad \text{com} \\
& 0 \leq \mu \leq 1.
\end{aligned}$$

$fF_i [*]$: frequência de falha de um bloco i , em função da

taxa de falha.

- I_i^{\max} : número máximo permitido para interrupções no bloco i .
- $RM_i [*]$: gasto de Recurso de Manutenção num bloco i , em função da taxa de falha.
- RMT : Recurso de Manutenção Total existente, destinado à manutenção preventiva.
- $U_i [*]$: indisponibilidade do bloco i , em função da taxa de falha.
- U_i^{\max} : indisponibilidade máxima permitida num bloco i .
- $TM_i [*]$: Tempo para execução dos serviços de Manutenção preventiva, utilizando recursos de linha morta, em função da taxa de falha.
- Ψ_i : conjunto dos blocos que, falhados interrompem o bloco i
- J_i : conjunto dos blocos que, falhados causam interrupção permanente no bloco i .
- \mathfrak{Z}_i : conjunto dos blocos que, falhados causam interrupção temporária no bloco i .
- t_r : tempo de reparo
- t_l : tempo de localização
- $x_i = 1$: se efetuada manutenção no bloco i .
- $x_i = 0$: se o bloco i não sofre manutenção.
- n : número de blocos do sistema.

A equação (VI.2) se refere ao limite de recursos de manutenção disponíveis.

As n restrições do tipo (VI.3) são relativas aos limites máximos permitidos para as frequências de interrupção em cada bloco.

Analogamente, as n restrições do tipo (VI.4) estabelecem limites máximos permitidos para as durações de interrupção em cada bloco.

VI.1.2. Modelo para Manutenção em Linha Viva

Como a manutenção em linha viva possui a característica de não interromper o fornecimento de energia elétrica (interrupções provenientes da manutenção preventiva, igual a zero), podem ser feitas simplificações como as que seguem.

$$\sum_{i=1}^n EM_i [\lambda_i] = 0 \quad (VI.6)$$

$$\sum_{j \in J} IM_j [\lambda_i] = 0 \quad (VI.7)$$

$$\sum_{j \in J} TM_j [\lambda_i] = 0 \quad (VI.8)$$

Portanto, o modelo [MG], transforma-se no modelo [MLV], usando-se as simplificações (VI.6), (VI.7), e (VI.8).

- MODELO [MLV] -

Maximizar

$$\Delta E = \sum_{i=1}^n \langle \text{ENF}_i[\lambda_i] - \text{ENF}_i[\lambda_0] \rangle x_i \quad (\text{VI.9})$$

tal que:

$$\sum_{i=1}^n \text{RM}_i[\lambda_i] x_i \leq \text{RMT} \quad (\text{VI.10})$$

$$\begin{aligned} & \sum_{j \in \Psi_i} \langle fF_j[\lambda_0] - fF_j[\lambda_i] \rangle (x_j - 1) + \\ & + \sum_{j \in \Psi_i} fF_j[\lambda_0] - U_i^{\max} \leq 0 \\ & \text{para } i=1,2,\dots,n \end{aligned} \quad (\text{VI.11})$$

$$\begin{aligned} & \sum_{j \in \mathfrak{Z}_i} \langle fF_j[\lambda_0] - fF_j[\lambda_i] \rangle tl (x_j - 1) + \\ & + \sum_{j \in \mathfrak{J}_i} \langle fF_j[\lambda_0] - fF_j[\lambda_i] \rangle tr (x_j - 1) + \\ & + \sum_{j \in \mathfrak{Z}_i} fF_j[\lambda_0] tl + \sum_{j \in \mathfrak{J}_i} fF_j[\lambda_0] tr + \\ & - U_i^{\max} \leq 0, \text{ para } i=1,2,\dots,n \end{aligned} \quad (\text{VI.12})$$

$$x_i \in \langle 0,1 \rangle, \quad i=1,2,\dots,n \quad (\text{VI.13})$$

VI.1.3. Modelo para Manutenção em Linha Morta

A manutenção em linha morta possui a característica de interromper o fornecimento de energia elétrica. No entanto, se o custo de uma interrupção programada for considerado bem menor que o custo de uma interrupção decorrente de falha, então $\mu \rightarrow 0$.

Se $\mu \rightarrow 0$, como $EM_i[\lambda_i] = \mu ENF_i[\lambda_i]$, então $\sum_{i=1}^n EM_i[\lambda_i] = 0$.

Desta forma, o modelo para manutenção em linha morta, [MLM], tem a mesma função objetivo que o modelo para linha viva, [MLV]. As restrições para o modelo de linha morta são as mesmas do modelo geral, [MG], apresentado em VI.1.1.

VI.2. Política de Manutenção Preventiva Proposta 1

-Política 1-

Fatores como a aparente incapacidade de estimar custos sociais e a dificuldade de obtenção de dados dos consumidores industriais, dificultam estimar adequadamente o custo decorrente das interrupções no fornecimento de energia elétrica. Devido a este motivo, a aplicação de uma metodologia como a de SHERWIN [13] fica prejudicada, senão impossível. Todavia, se os recursos de manutenção são

limitados e se a relação Benefício/Custo da Manutenção pode ser expressa em função da energia prevista ser salva com a ação de manutenção, então uma política de otimização da relação Benefício/Custo pode ser obtida através da aplicação do modelo de programação 0/1 apresentado em VI.1. . Essa é a primeira proposta do presente trabalho, e será denominada Política de Manutenção Proposta 1, ou simplesmente Política 1, e está resumida no fluxograma da *Figura VI.1.* .

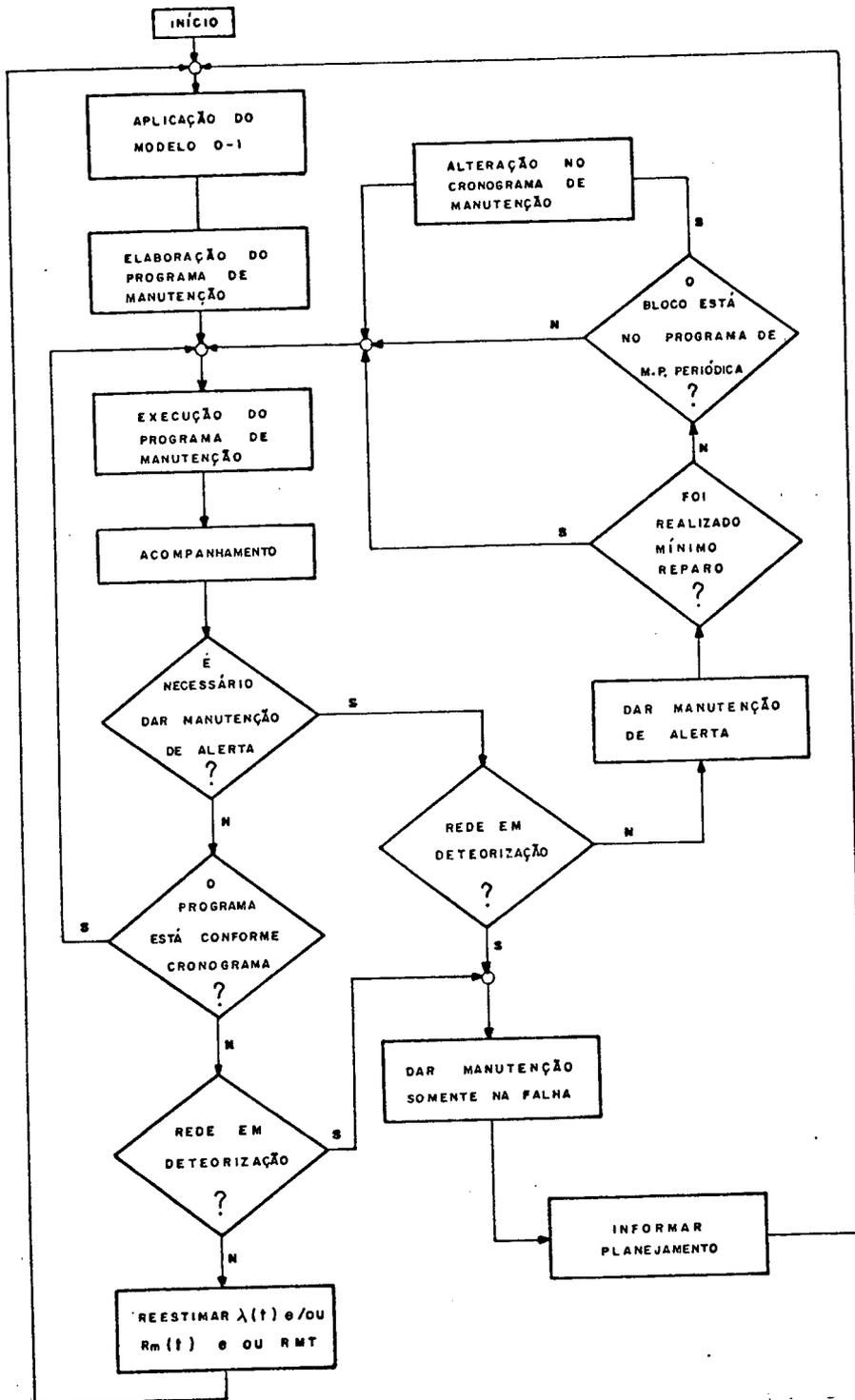
Para a aplicação da Política 1, é necessário que o banco de dados existente na concessionária permita obter a função de taxa de falha, e a função do gasto de recurso de manutenção. Em VI.2.1. é apresentada a forma de obtenção do programa de manutenção de acordo com o tipo de recurso disponível.

Em VI.2.2. é dada explicação para auxiliar a interpretação de alguns resultados possíveis de serem obtidos quando a taxa de falha, $\lambda(t)$, ou o recurso de manutenção, $RM_i(\lambda)$, não forem corretamente estimados, ou quando for adotado baixo valor para os limites máximos de frequência e duração das interrupções, ou então, quando o sistema possuir baixa confiabilidade de projeto.

VI.2.1. Elaboração do Programa de Manutenção

Para a Política 1, o programa de manutenção, é obtido

Figura VI.1. - Fluxograma da Política 1



através da aplicação dos modelos apresentados em VI.1.2. e VI.1.3. , para recursos de linha viva (MLV) e de linha morta (MLMD). Quando estão disponíveis recursos tanto para linha viva quanto para linha morta, deve-se observar que ficam configurados dois problemas de alocação de recursos, de naturezas distintas entre si.

Sugerem-se a seguir, os passos para a alocação de recursos disponíveis de linha viva e de linha morta.

PASSOS PARA A ALOCAÇÃO DE RECURSOS DE LINHAS VIVA E MORTA

Passo 1 - Utilizar o modelo [MLM] exposto em VI.1.3., isto é considerar que todos os recursos sejam de linha morta.

Passo 2 - Se todas as restrições de continuidade forem atendidas, alocar os recursos de linha viva nos blocos que apresentam a maior relação B/C.

Passo 3 - Se, ao contrário, pelo menos uma das restrições de continuidade não for satisfeita, diga-se, i , alocar os recursos de linha viva nos blocos de Ψ_i , de modo a atender todas as restrições de continuidade e obter maior B/C. Alocar o recurso restante de linha viva nos blocos com maior B/C.

VI.2.2. Análise dos Resultados Obtidos com a Aplicação do Modelo de Programação 0/1

Os resultados obtidos com a aplicação do modelo de programação 0/1 apresentado, podem apresentar dois tipos de contratempos. Primeiro, problema sem solução. Segundo, modificação no programa de manutenção. Estas duas possibilidades têm origem na super ou subestimação da taxa de falha e/ou recurso de manutenção, adoção de valor muito baixo para o limite máximo de frequência e duração das interrupções para consumidores especiais, ou baixa confiabilidade de projeto.

Se $\lambda(t)$ e/ou $RM_i(t)$ for(em) superestimado(s) e/ou RMT subestimado, então as restrições de continuidade poderão ser desrespeitadas e o problema então não apresentar solução. Por outro lado, se o problema tiver solução, certamente mais blocos terão de ser incluídos no programa de manutenção.

Se $\lambda(t)$ e/ou $RM_i(\lambda)$ for(em) subestimado(s) e/ou RMT superestimado, provavelmente as restrições de continuidade serão atendidas. Entretanto, o programa de manutenção não poderá ser cumprido, i.e., blocos incluídos no programa de manutenção terão de ser retirados.

Valores muito baixos para os limites máximos de frequência e de duração da interrupção, estipulados para consumidores,

podem levar à não obtenção de solução para o problema. Se por outro lado, o problema tiver solução, a relação B/C, obtida por este programa, pode ser menor que aquela obtida quando os limites são os estabelecidos pelo DNAEE. Se for menor, é aconselhável comparar os dois resultados, i.e., considerar os limites estipulados pelo DNAEE e depois, o limite desejado. Em seguida, verificar se a melhoria obtida pelo consumidor compensa o valor da energia que não será salva e a piora da continuidade que se verificará no resto do sistema.

Se a previsão de ocorrência de falha e de gasto de recursos de manutenção forem estimados a contento, os limites máximos de frequência e de duração da interrupção forem os estipulados pelos DNAEE, e ainda assim o problema não possuir solução, então ou a confiabilidade do projeto é baixa, ou os recursos de manutenção são insuficientes.

Certamente, a confiabilidade de projeto é baixa quando todos os blocos pertencentes a Ψ_i , possuidores de taxa de falha λ_o , e ainda assim, um bloco i não atender as portarias do DNAEE. A confiabilidade do projeto também é baixa, quando blocos com alto valor para a relação B/C são deixados de fora do programa, a fim de se incluírem outros blocos com menor valor da relação B/C, apenas para que sejam satisfeitas restrições de continuidade.

VI.2.3. Execução do Programa

Obtidos os blocos que serão incluídos no programa de manutenção, é feito o cronograma anual de execução dos serviços. Durante a execução destes serviços, devem ser coletados dados que propiciem o acompanhamento e a análise dos resultados. Através do acompanhamento do cronograma e dos dados de inspeção, manutenção, e interrupção, são feitos os ajustes necessários no próprio cronograma ou programa de manutenção.

Quando se detectar que a rede está em estado de deterioração generalizada (necessidade de reconstrução total ou parcial do trecho), o setor de planejamento deverá ser notificado. Neste trechos deve ser efetuada manutenção somente na falha. Conseqüentemente, haverá modificação no programa de manutenção obtido.

Quando a manutenção for acionada por dispositivo de alerta, (veja-se a seção VI.4.), e a oportunidade for utilizada para realização de serviço de reforma, então haverá modificação no cronograma de execução dos serviços. O Fluxograma da Política 1 é apresentado na *Figura VI.1.* .

VI.2.4. Vantagens e Desvantagens

A utilização da Política 1 não fornece o número ótimo de recursos de manutenção preventiva e corretiva, como fornece o método de SHERWIN, no entanto, sua aplicação permite elaborar um programa alocando-se recursos de manutenção preventiva nos trechos da rede onde é alto o valor da relação B/C, e, através das restrições de continuidade, manter os consumidores dentro de níveis adequados de continuidade (DNAEE ou empresa).

Outra vantagem da Política 1, é que ela permite à concessionária avaliar se o novo limite estipulado para consumidores especiais é viável ou não. Isto pode ser feito analisando-se o programa de manutenção, primeiro para a situação em que não é dada importância especial ao consumidor em questão, e depois para a situação oposta.

A Política 1 ainda apresenta a vantagem de utilizar um critério quantitativo para o acionamento da manutenção de alerta.

O maior problema desta metodologia, é a dificuldade de implantação imediata, nas concessionárias, uma vez que estas normalmente não possuem banco de dados que possibilite a obtenção das funções $RM_i(\lambda)$ e $\lambda(t)$.

VI.3. Política de Manutenção Preventiva Proposta 2

-Política 2-

As concessionárias brasileiras não possuem banco de dados que possibilitem a aplicação imediata da Política 1. Como normalmente os gerentes e técnicos das concessionárias estão interessados em resultados imediatos, é conveniente que se elabore metodologia de fácil implantação, e que, se não obtém resultados ótimos, pelo menos ache soluções viáveis. Uma política com essas características possibilita a introdução de nova mentalidade para a coleta de dados, objetivando um banco de dados adequado ao tratamento matemático necessário para a utilização de métodos de otimização da manutenção dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

A Política de Manutenção Preventiva Proposta 2, ou simplesmente Política 2, objetiva a otimização da manutenção. Para sua aplicação é necessário apenas que a concessionária tenha o cadastro da estrutura física e elétrica da rede e o valor médio da taxa de falha. Esta condição é atendida na maioria das concessionárias brasileiras, pelo menos para as áreas dos sistemas, consideradas mais importantes.

A Política 2 elabora um programa de manutenção tal que a prioridade da manutenção em cada bloco é proporcional à

importância do bloco. Esta importância, por sua vez, é obtida a partir da relação B/C da energia prevista ser salva quando todos os blocos possuírem taxa de falha λ_0 . O fluxograma da Política 2 é apresentado na *Figura VI.2*.

Na secção VI.3.1., apresenta-se o processo de hierarquização dos blocos. Num primeiro passo, cada bloco é classificado como A, B, ou C.

Em VI.3.2, apresenta-se a forma com que o programa é elaborado. Cada tipo de bloco recebe um tratamento diferenciado. O tipo A recebe manutenção periódica constante. O tipo B, manutenção periódica num intervalo de tempo maior do que aquele para o tipo A. Os do tipo C recebem apenas manutenção de alerta.

VI.3.1. Hierarquia dos Blocos

Na Política 2, o passo inicial é o estabelecimento da hierarquia dos blocos. Aqueles que têm valor da relação B/C destacadamente maior do que o dos outros blocos são classificados como A. Os blocos que estiverem na zona de proteção do disjuntor ou religador da SE e não estiverem classificados como A, serão então classificados como B. Os blocos restantes, aqueles localizados em zona de proteção de equipamentos localizados ao longo da rede, são por fim

classificados como C, veja-se exemplo em VI.5.3..

Não obstante, podem ocorrer dois casos especiais. O primeiro, quando a Energia prevista não ser Fornecida por quilômetro do trecho localizado na área de proteção de um equipamento instalado na SE for inferior à Energia prevista não ser Fornecida por quilômetro do trecho localizado na área de proteção de um outro equipamento, classificado como C. Neste primeiro caso, o trecho localizado na área de proteção do equipamento da SE é classificado como C.

O segundo caso ocorre quando a Energia prevista não ser Fornecida por quilômetro do trecho localizado na área de proteção de um equipamento classificado como C, se destaca dos demais valores dessa grandeza para o trecho localizado na área de proteção de um equipamento classificado como C e superior ao valor dessa grandeza para um ou mais equipamentos instalados na SE. Neste caso, o trecho inicialmente classificado como C, passa a ser classificado como B.

Após os blocos terem sido classificados como A, B, ou C, são então estabelecidos os valores de alerta (ver secção II.4) e, por fim, elaborado o programa de manutenção.

VI.3.2. Elaboração do Programa de Manutenção

O intervalo de manutenção para os blocos A pode ser aquele de acordo com o CODI, i.e. um ano. Entretanto, a concessionária deve estabelecer outras amplitudes de intervalo segundo as características peculiares de cada sistema. Uma indicação da necessidade de aumentar este intervalo é dada pelo fato de não serem encontrados componentes em estado de falha pendente nas épocas de manutenção. Em contrapartida, esse intervalo deve ter sua amplitude diminuída, se for comum a ocorrência de falhas antes da próxima época de manutenção programada.

Os blocos classificados como B sofrerão manutenção preventiva periódica num intervalo de tempo maior do que aquele relativo aos blocos A, e.g. dois anos. Esse intervalo depende da quantidade de recurso de manutenção utilizado para dar manutenção preventiva em blocos A, e também depende das ações de manutenção de alerta realizadas no período.

Considere-se o seguinte exemplo. Defina-se uma unidade de manutenção, u.m., como sendo a quantidade, e.g. homem-hora, de recurso de manutenção que em média a concessionária gasta para dar manutenção em 1km de rede quando este trecho apresenta taxa de falha λ_0 . Considere-se um sistema em que o recurso de manutenção total anual, seja igual a 60 u.m. . Destas 60u.m. 20 são gastas em manutenção de alerta e 10 em

manutenção de blocos tipo A. Logo restam 30u.m. para atender a manutenção em blocos do tipo B. Se num sistema assim definido, são necessárias 60u.m. , para cobrir a manutenção em todos os blocos B, então o intervalo de manutenção deverá ser de dois anos. Se num outro caso, são necessárias 90u.m. , então esse intervalo será de três anos.

Os blocos C recebem manutenção quando a frequência de interrupções dos equipamentos de proteção atingir o valor de alerta. Quando a zona de proteção do equipamento for constituída por um único bloco, a manutenção será efetuada em todo o comprimento do bloco. Se a zona de proteção do equipamento consistir de vários blocos, a manutenção será realizada parcialmente. Neste caso, o procedimento é similar àquele utilizado para blocos B, i.e. existirá um reveasamento entre os blocos de modo tal que um determinado bloco só voltará a receber manutenção após todos os outros terem recebido manutenção pelo menos uma vez. O valor de alerta aqui mencionado é considerado em VI.4.2. Outro critério adotado é aquele que não aciona a manutenção em blocos C, enquanto o número de interrupções dos equipamentos que protegem trechos compostos por blocos A ou B não estiverem dentro dos limites estabelecidos por seus valores de alerta.

VI.3.3 Execução do Programa

Estabelecido o programa de manutenção, elabora-se o cronograma de execução de serviços. Executam-se os serviços e o acompanhamento do sistema. Como o adotado na Política 1, se existirem trechos de rede em deterioração, o setor de planejamento do sistema deverá ser informado. Nesses trechos só deverá ser dada manutenção na falha, e o programa de manutenção alterado.

Erros também podem ocorrer quando da estimativa de RM_1/CR e RMT. Neste caso, o programa de manutenção também deverá ser redefinido, incluindo-se ou excluindo-se blocos do cronograma, e provavelmente alterando o intervalo previsto para a ação de manutenção em blocos do tipo B.

Para que o consumidor permaneça dentro do limite de confiabilidade desejado (VA1 e VA2), é necessário que seja feito o acompanhamento das aberturas dos equipamentos de proteção e manobra. Quando for detectada a tendência de algum consumidor ficar fora desses limites, a manutenção deve ser acionada. Não obstante, quando existir baixa confiabilidade de projeto, VA1 e/ou VA2 será(ão) substituído(s) por VA3. O fluxograma da Política 2 é apresentado na *Figura VI.2*.

VI.3.4. Coleta de Dados

No período de execução da manutenção segundo a Política 2, faz-se necessário coletar dados durante a inspeção, manutenção na falha e manutenção preventiva. Assim, além de aprimorar o programa da política, possibilitará também a aplicação de outros métodos de otimização no futuro.

A seguir são listados os principais dados que devem ser registrados para posterior análise e acompanhamento.

DADOS DE INSPEÇÃO

- 1- Número da ordem de inspeção.
- 2- Discriminação do componente com defeito.
- 3- Descrição do estado de falha pendente do componente (e.g., simples, crítico, ou hipercrítico)
- 4- Discriminação do bloco onde se encontra instalado o componente.
- 5- Data da inspeção.
- 6- Tempo de duração da inspeção.
- 7- Motivo da inspeção (e.g., manutenção de alerta ou manutenção preventiva).
- 8- Quantidade e tipo de recurso utilizado.

DADOS DE MANUTENÇÃO PREVENTIVA

- 1- Número da ordem de manutenção.
- 2- Número da ordem de inspeção que originou a manutenção.
- 3- Discriminação do componente onde foi dada a manutenção.
- 4- Descrição do estado de falha do componente.
- 5- Causa do defeito.
- 6- Ação da manutenção realizada (e.g., reparo mínimo, reforma ou substituição).
- 7- Discriminação do bloco onde foi dada a manutenção.
- 8- Data da manutenção.
- 9- Tempo de duração da manutenção.
- 10-Quantidade e tipo de recurso de manutenção utilizado.

DADOS DE MANUTENÇÃO CORRETIVA

- 1- Número da ordem de manutenção.
- 2- Discriminação do componente que falhou.
- 3- Descrição do estado de falha do componente.
- 4- Causa da falha.
- 5- Condição climática.
- 6- Bloco em que se encontra instalado o componente que falhou.
- 7- Data da manutenção.
- 8- Tempo de atendimento (horários).
- 9- Quantidade e tipo de recurso utilizado.

VI.3.5. Vantagens e Desvantagens

A Política 2, da mesma forma que a 1, é um método quantitativo, onde as decisões são tomadas com base na energia prevista ser salva com a ação de manutenção. Possui a Política 2, a desvantagem de provavelmente não trabalhar no ponto ótimo. No entanto, a sistemática utilizada para estabelecer a hierarquia dos blocos e para acionar a manutenção de alerta direciona a alocação de recursos de manutenção, de modo a obter um alto valor para a relação Benefício/Custo.

Outra vantagem da Política 2 é a facilidade de implantação e conseqüente direcionamento da coleta de dados para, no futuro, viabilizar a aplicação de outros métodos de otimização. Outras vantagens e desvantagens da Política 2 são apresentadas na secção VI.5. onde, através de um exemplo numérico, a Política 1 é comparada à 2, e ambas, às outras políticas apresentadas no Capítulo IV.

VI.4. Manutenção de Alerta

A manutenção de alerta, ou monitoramento, tem por objetivo acionar a manutenção preventiva quando a continuidade do sistema tender a um valor indesejável, ou quando for

detectado um componente em estado de falha pendente. São adotados cinco valores de alerta. Esses valores são denominados VA1, VA2, VA3, VA4, e VA5. Todos eles são utilizados na Política 2. Para a Política 1, são necessários apenas VA4 e VA5. Apresenta-se na seqüência cada um desses valores.

VI.4.1. Valor de Alerta do Limite de Continuidade

Quando o limite mínimo de continuidade desejado para um consumidor é atingido ou está muito próximo de ser atingido, então a manutenção é acionada. Este limite mínimo de continuidade é medido em termos de frequência (VA1) e/ou duração (VA2). Acionada a manutenção, esta é efetuada em blocos, que, quando falhados, interrompem o consumidor. É importante salientar que a manutenção deve ser realizada desde que ela efetivamente resolva total ou parcialmente o problema. Assim, se a continuidade do consumidor não é adequada por problemas exclusivamente de projeto ou deterioração generalizada, o trecho sofrerá apenas manutenção na falha. Neste caso, o setor de planejamento do sistema deve ser informado.

VI.4.2. Valor de Alerta do Limite Máximo de ENF

Quando for prevista maior perda de energia por quilômetro de rede em blocos C do que em blocos A, então é acionada a manutenção de alerta. O valor de alerta do limite máximo de ENF, $VA3$, é dado pelo número máximo de falhas que o trecho de rede, localizado na área de proteção de um equipamento e_i , pode ter. $VA3$ pode ser obtido pela equação (VI.14), e significa que a partir desse valor, a energia, por quilômetro de rede, prevista não ser fornecida é igual ou superior ao menor valor de energia, por quilômetro de rede, prevista não ser fornecida em blocos A, i.e. relativa ao bloco A com menor prioridade.

$$VA3_i = \frac{I_i(\lambda_0) ENF_A(\lambda_0) / CR_A}{ENF_i(\lambda_0) / CR_i} \quad (VI.14)$$

Onde:

$VA3_i$: valor de alerta do limite máximo de ENF do componente e_i .

$ENF_A(\lambda_0)$: valor da energia prevista não ser fornecida pelo bloco A com menor grau de hierarquia.

ENF_i : energia prevista não ser fornecida pelo trecho localizado na área de proteção do equipamento e_i .

CR_i : comprimento de rede do trecho localizado na área

de proteção do componente e_i .

$CR_{\underline{A}}$: comprimento de rede do bloco \underline{A} com menor grau de hierarquia.

I_i : número de interrupções do componente e_i .

VI.4.3. Valor de Alerta para Interrupções Instantâneas

O valor de alerta para interrupções instantâneas, VA4, é calculado analogamente a VA3. Para o equipamento que proteger o trecho com maior relação B/C, assume-se para VA4, o número de interrupções adotado pela concessionária, para o equipamento, localizado na SE, que protege o alimentador considerado mais importante.

O valor de alerta VA4 para os demais equipamentos é dado pela equação (VI.15).

$$VA4_i = \frac{I_k \text{ ENF}_k(\lambda_o)}{\text{ENF}_i(\lambda_o)} \quad \text{(VI.15)}$$

Onde:

$VA4_i$: valor de alerta para interrupções instantâneas para o equipamento e_i .

$\text{ENF}_i(\lambda_o)$: energia não fornecida ao sistema devido a falhas

localizadas na área de proteção do equipamento e_i .

- I_k : número de interrupções do equipamento e_k .
- $ENF_k(\lambda_o)$: energia não fornecida ao sistema devido a falhas no trecho localizado na área de proteção do equipamento e_k .
- e_k : equipamento que protege o alimentador considerado pela concessionária como o mais importante.

VI.4.4. Valor de Alerta do Estado do Componente

Quando os eletricitistas, ou inspetor, no serviço de rotina, detectarem um componente em estado de falha pendente hiper-crítico, ou seja, em estado tal que acredita-se que muito provavelmente o componente falhe antes da próxima ação de manutenção preventiva periódica, então é acionada a manutenção. Quando forem detectados mais de dois componentes em estado de falha pendente hiper-crítico, a equação (VI.16) pode ser utilizada para o estabelecimento da prioridade na manutenção desses componentes.

$$PMA_i = \text{Prob} [e_i] ENF_i \quad \dots \quad (VI.16)$$

Onde:

PMA_i : prioridade da manutenção de alerta para o componente e_i .

$Prob [e_i]$: probabilidade de falha do componente e_i .

ENF_i : energia não fornecida ao sistema se o componente e_i falhar.

Assim, o componente que representar maior valor para PMA será considerado mais prioritário, a menos que exista a possibilidade de acidente com terceiros relacionada ao outro componente, i.e. a situação de perigo de vida iminente tem prioridade sobre quaisquer outras situações.

VI.5. Exemplos Numéricos

A finalidade desta secção é apresentar alguns exemplos numéricos para melhor compreensão e avaliação das políticas propostas Política 1 e Política 2.

Em VI.5.1. apresenta-se o sistema exemplo a ser utilizado.

Em VI.5.2. fornece-se um exemplo de cálculo do valor de alerta para interrupções instantâneas. Em VI.5.3. descreve-se passo a passo a obtenção da escala de prioridades da Política 2.

Em VI.5.4. apresentam-se as programações resultantes das aplicações das políticas 1 e 2, ao longo do tempo, para duas condições iniciais de taxa de falha dos alimentadores no ano zero. Os resultados são comparados com aqueles obtidos através das metodologias tradicionais apresentadas no Capítulo IV.

VI.5.1. O Sistema Exemplo

Com o objetivo de comparar os resultados obtidos através da aplicação das políticas 1 e 2 e dos métodos apresentados no Capítulo IV, escolheu-se o sistema exemplo anteriormente utilizado em IV.5. Portanto, a configuração do sistema é a apresentada na *Figura IV.4.*, e os dados da estrutura física e elétrica se encontram na *Tabela IV.2.* . A função de taxa de falha adotada foi a da equação (IV.3) (*Figura IV.5.*), a função do custo de manutenção adotada, foi a da equação (IV.4) (*Figura IV.6.*) e finalmente foram assumidos t_l igual a 0,42 horas ; t_e igual a 1,77 horas, sendo portanto t_r igual a 2,19 horas.

A duração e a frequência de interrupção permitidas, para exemplificação da Política 1, são iguais aos valores estabelecidos pelo DNAEE, que são por sua vez VA1 e VA2 no exemplo para a Política 2.

O valor de alerta do estado do componente não será

considerado, pois esse valor depende de avaliação eminentemente prática, feita in loco, a partir da inspeção do componente.

Por fim, assume-se λ_0 igual a 0,114 como sendo a taxa de falha de um bloco após a ação da manutenção no mesmo.

VI.5.2. Exemplo Numérico do Cálculo do Valor de Alerta VA4

Para o sistema exemplo escolhido (ver VI.5.1.), assumir-se-á que duas interrupções, num intervalo de trinta dias, seja o valor utilizado pela concessionária para acionar a inspeção no seu alimentador mais importante. Pelo exposto em VI.4.3., o valor adotado pela concessionária para o equipamento que protege o alimentador considerado mais importante é assumido pelo equipamento que protege o trecho com a maior relação B/C.

Assim, o valor de alerta, VA4, do disjuntor do alimentador al_1 , DJAL1, é igual a duas interrupções. Os demais valores são obtidos através da aplicação da equação (VI.15) e apresentados na Tabela VI.1. .

Tabela VI.1. - Resultado do Exemplo de Cálculo do Valor VA4 para o sistema da Figura IV.4.

EQUIPAMENTO	EF/km	VA4
DJ AL 01	212	2
DJ AL 02	51	8
DJ AL 03	139	3
DJ AL 04	78	5
RE	21	20

VI.5.3. Estabelecimento da Prioridade segundo a Política 2

Como visto em VI.3.1., a Política 2 exige a detalhada análise dos valores de energia prevista ser salva, a fim de se definir a hierarquia dos blocos. A partir daí, estabelece-se o programa de manutenção.

O objetivo dessa secção é apresentar passo a passo a forma de obtenção das prioridades dos blocos do sistema da Figura IV.4. para a Política 2.

O resultado obtido aqui será utilizado na elaboração da programação considerada em VI.5.4. . Para auxiliar o

acompanhamento dos resultados elaborou-se a *Tabela VI.2.*

São como seguem os passos para a obtenção da prioridade de cada bloco segundo a Política 2.

PASSO 1

Obter o valor de $[ENF/CR]_i$ quando $\lambda = 0,114$, para cada bloco e para os trechos localizados na área de proteção dos equipamentos. Os valores obtidos encontram-se nas colunas 2 e 3 da *Tabela VI.2.*, respectivamente.

PASSO 2

Com base no valor de $[ENF/CR]_i$ (coluna 2, *Tabela VI.2.*), dar o grau de hierarquia de cada bloco localizado na área de proteção dos equipamentos instalados na SE. (Este valor pode ser visto na coluna 4 da *Tabela VI.2.*).

PASSO 3

Determinar os blocos que deverão ser classificados como A segundo o valor $[ENF/CR]_i$. Para o exemplo, os blocos assim classificados são os numerados como 04-05; 39-33; D1-01; e 01-05, que apresentam respectivamente 785; 347; 151 e 15 kWh/km, e portanto têm prioridade nesta ordem. Apenas esses quatro blocos foram escolhidos pois o próximo bloco (segundo a ordem decrescente de ENF/CR) apresenta o valor da

energia prevista não ser fornecida devido a falhas por comprimento de rede muito distante da do primeiro colocado. Além do mais, os blocos a partir do quinto colocado apresentam valores muito próximos entre si. Em outras palavras, para a classificação A dos quatro primeiros blocos, seguiu-se o princípio da Curva ABC. Na coluna 5 da *Tabela VI.2.* apresenta-se a classificação inicial dos blocos.

PASSO 4

Verificar a necessidade de ajustes na classificação dos tipos dos blocos. Como os $[ENF/CR]_i$ das áreas de proteção dos equipamentos instalados na SE são maiores do que os das áreas de proteção dos equipamentos instalados na rede, exceto para o bloco 34-J, classificado inicialmente como C, então os blocos pertencentes a esses trechos permanecem com classificação B. O bloco 34-J além de apresentar ENF/CR maior que o do trecho localizado na área de proteção do DJAL2, destaca-se de todos os outros valores de ENF/CR dos blocos classificados como C. Por este motivo ele passa do tipo C, para o tipo B. Na coluna 6 da *Tabela VI.2.* encontra-se a classificação final dos blocos por tipo.

PASSO 5

Determinar o valor de alerta VA3. O menor valor de ENF/CR de um bloco A para o exemplo é 151 kWh/km, então este é o valor

Tabela VI.2. - Prioridades dos blocos do sistema exemplo (Figura IV.4.), segundo a Política 2

BLOCO	EF/km BLOCO	(kwh/km) da Área Proteção	GRAU HIERAR- QUICO	CLASSIFI- CAÇÃO INICIAL	CLASSIFI- CAÇÃO FINAL	VA 3
02-06	43	51	20	B	B	4
06-09	52		15	B	B	
09-40	53		14	B	B	
40-20	45		18	B	B	
10-11	41		21	B	B	
11-12	47		17	B	B	
41-42	76		8	B	B	
12-13	48		16	B	B	
13-18	57		13	B	B	
15-17	44		19	B	B	
17-18	58		12	B	B	
20-22	18	21		C	C	11
21-J	16			C	C	
24-27	27			C	C	
22-23	20			C	C	
23-29	25			C	C	
25-27	23			C	C	
29-39	21			C	C	
30-43	24			C	C	
07-08	4	4		C	C	5
14-J	12	12		C	C	1
16-J	6	6		C	C	3
28-J	5	5		C	C	3
26-J	5	5		C	C	4
44-J	5	5		C	C	5
45-J	3	3		C	C	4
31-J	4	4		C	C	5
43-46	7	7		C	C	9
46-J	4	4		C	C	6
01-01	151	212	3	A	A	0
01-05	151		3	A	A	
04-05	785		1	A	A	
03-39	66	139	9	B	B	1
39-33	347		2	A	A	
04-32	37	78	22	B	B	3
32-35	80		7	B	B	
35-36	60		10	B	B	
36-38	104		5	B	B	
37-J	58		11	B	B	
47-48	101		6	B	B	
34-J	56	56		C	B	1

de $ENF_A(\lambda_0)$ utilizado para o cálculo do valor de alerta VA3 através da equação (VI.1).

PASSO 6

- Intervalo entre manutenções - Os blocos A recebem manutenção anualmente. Os blocos tipo B recebem manutenção de acordo com a taxa de falha que apresentem. Por exemplo, se a condição inicial de taxa de falha do sistema for a condição CI1, então o período entre manutenções será menor do que o período entre manutenções quando a condição inicial de taxa de falha do sistema for a condição CI2.

VI.5.4. Resultado de Sucessivas Programações

Exemplo Numérico

Assim como no Capítulo IV, aqui também serão consideradas duas condições iniciais de taxa de falha dos alimentadores no ano zero. Na primeira condição, CI1, todos os alimentadores apresentam taxa de falha λ^0 igual a λ_0 , isto é, igual a 0,114. Na segunda condição, CI2, os alimentadores apresentam taxa de falha diferentes. Estes valores estão listados na Tabela IV.2. adaptados à equação (IV.3). Assim, $\lambda_{al1} = \lambda_{al2} = 0,114$; e $\lambda_{al2} = 0,798$ e $\lambda_{al3} = 0,456$.

A quantidade de recursos de manutenção disponíveis é idêntica à utilizada em IV.5.3., i.e., 44 u.m. . O algoritmo utilizado para realizar as sucessivas programações, utilizando-se o critério da Política 1 e da Política 2, é similar ao apresentado em VI.5.3. Para a Política 1, utiliza-se o pacote computacional LINDO para a determinação dos blocos que devem sofrer manutenção. Assim, o programa do Anexo 3 é utilizado apenas para calcular λ_S , SDJ_S , DEC_S , FEC_S , e ENF_S .

Os resultados obtidos para a Política 1 para cada uma das condições iniciais, CI1 e CI2, encontram-se nas Tabelas VI.3. e VI.4.. Os obtidos para a Política 2, nas Tabelas VI.5. VI.6.. A comparação dos resultados dessas duas políticas com as do Capítulo IV pode ser visualizada através dos gráficos das Figuras VI.3. (ENF_S), VI.4. (FEC_S), VI.5. (DEC_S), VI.6. (SDJ_S) e VI.7. (λ_S).

Analisando-se os gráficos dessas figuras, pode-se concluir as alíneas 1, 2, 3, e 4 apresentadas a seguir.

1- A aplicação das Políticas 1 e 2 conduzem a um ganho de energia salva com a ação da manutenção superior àquele obtido pelas políticas apresentadas no Capítulo IV. Este ganho é maior se o sistema apresentar taxa de falha superior à taxa de falha da condição inicial CI1, i.e., taxa de falha superior a $\lambda_0 = 0,114$. Como não poderia deixar de ser, o ganho resultante da aplicação da Política 1 é maior que o

Tabela VI.3. - Resultados obtidos para o sistema exemplo (Figura IV.4.) com a aplicação da Política 1, sob a condição CI1 de taxa de falha para o ano zero.

ANO	ENFs	DECs	FECs	SDJ	λ_s
0	3383	1,27	2,02	3,78	0,114
1	4020	1,89	2,95	4,59	0,176
2	4601	2,82	4,30	4,85	0,229
3	4756	2,86	4,25	4,62	0,273
4	5361	3,56	5,23	4,61	0,328
5	6047	3,99	5,72	5,06	0,389
6	6155	4,53	6,41	4,66	0,426
7	6417	4,84	6,88	5,10	0,476
8	6779	5,03	7,34	5,71	0,514

Tabela VI.4. - Resultados obtidos para o sistema exemplo (Figura IV.4.) com a aplicação da Política 1, sob a condição CI2 de taxa de falha para o ano zero.

ANO	ENFs	DECs	FECs	SDJ	λ_s
0	12063	8,68	13,91	16,17	0,620
1	10148	8,30	13,42	13,42	0,617
2	9404	6,13	9,07	10,49	0,617
3	8771	6,69	9,59	8,065	0,642
4	8763	6,85	9,82	6,28	0,659
5	8440	7,54	10,88	6,44	0,694

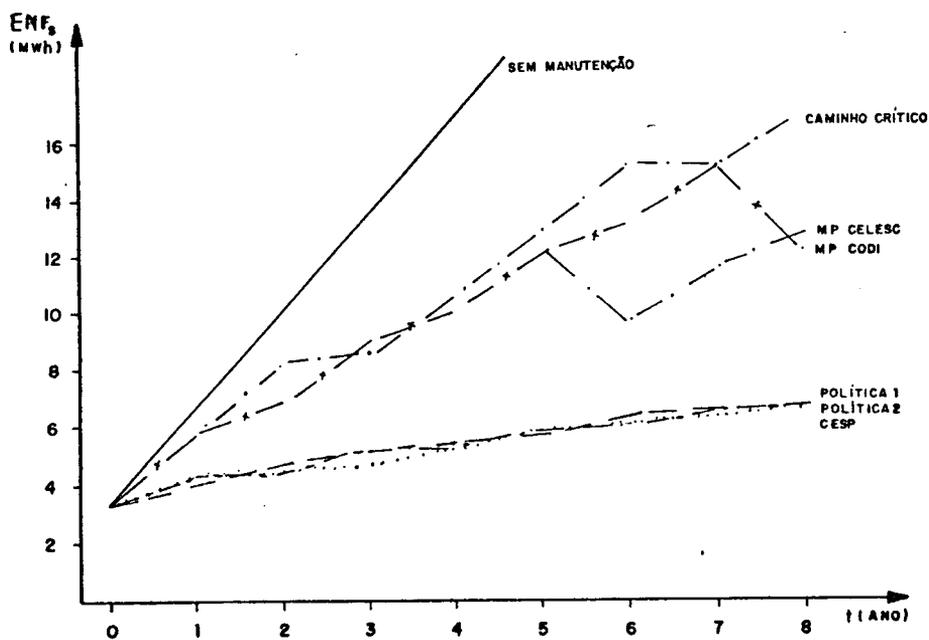
Tabela VI.5. - Resultados obtidos para o sistema exemplo (Figura IV.4.) com a aplicação da Política 2, sob a condição CI2 de taxa de falha para o ano zero.

ANO	ENFs	DECs	FECs	SOJ	λ_s
0	12063	8,68	13,91	16,17	0,620
1	10781	8,55	13,84	13,93	0,639
2	10051	7,67	12,30	12,88	0,649
3	9675	6,21	8,63	9,62	0,652
4	9087	7,23	10,32	7,31	0,670
5	8492	7,28	10,44	6,21	0,690

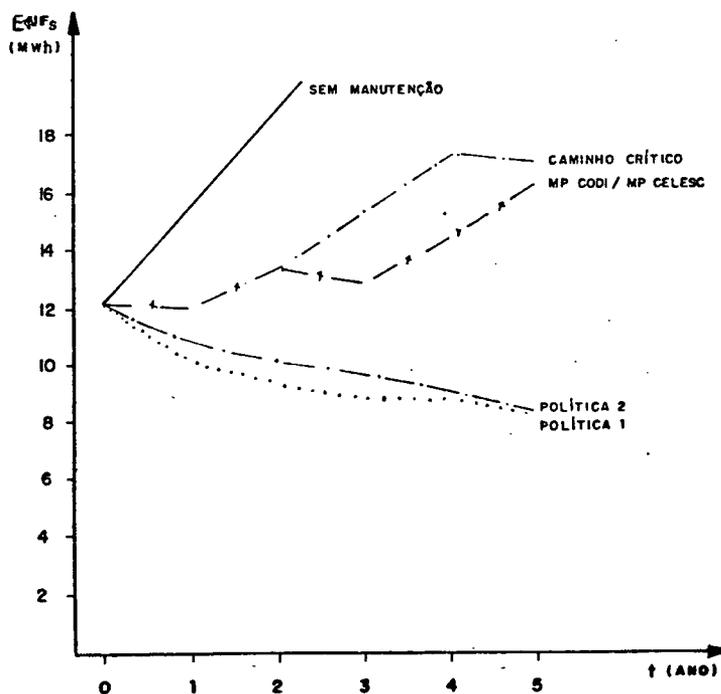
Tabela VI.6. - Resultados obtidos para o sistema exemplo (Figura IV.4.) com a aplicação da Política 2, sob a condição CI1 de taxa de falha para o ano zero.

ANO	ENFs	DECs	FECs	SOJ	λ_s
CI	3383	1,27	2,02	3,78	0,114
1	4036	1,91	2,99	4,62	0,176
2	4578	2,80	4,26	4,80	0,228
3	5149	2,74	3,98	4,69	0,281
4	5444	3,32	4,79	4,94	0,328
5	5715	4,31	6,30	4,94	0,377
6	6445	4,27	6,04	5,33	0,438
7	6685	5,13	7,36	5,15	0,478
8	6602	4,77	6,89	5,12	0,512

Figura VI.3. - Energia não fornecida pelo sistema devido a falhas em função do tempo, segundo cada política de manutenção e sem manutenção.

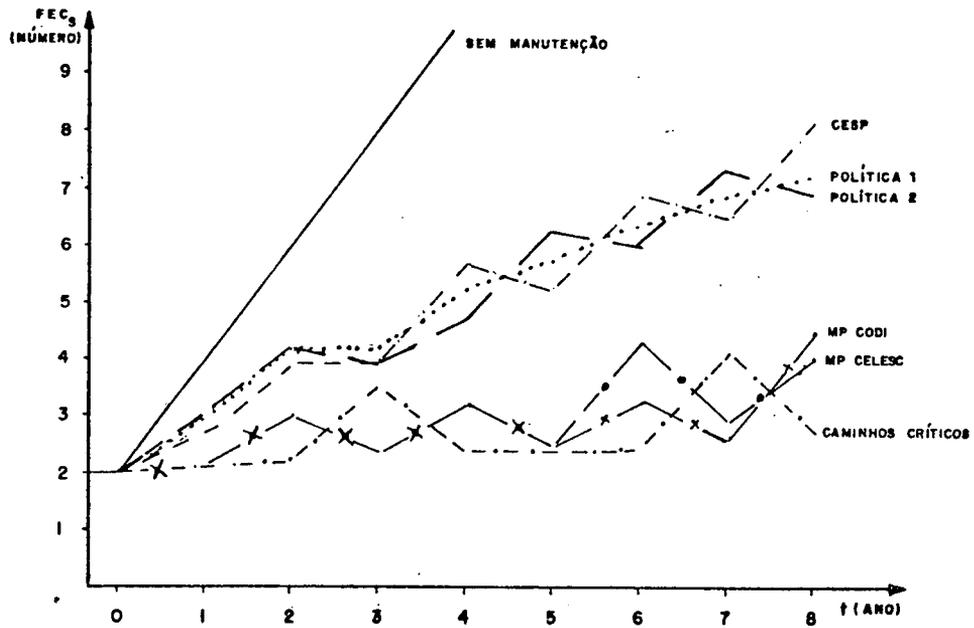


a) sob a condição CI1

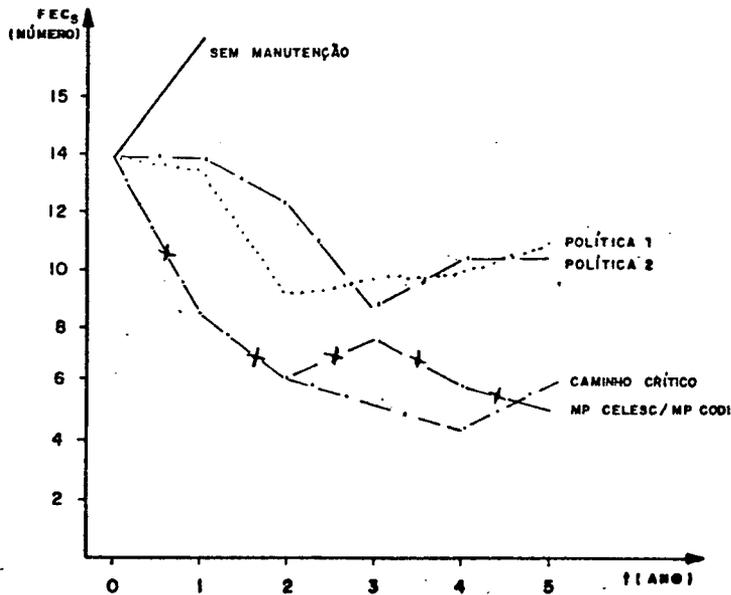


b) sob a condição CI2

Figura VI.4. Índice FEC do sistema, segundo cada política de manutenção e sem manutenção.

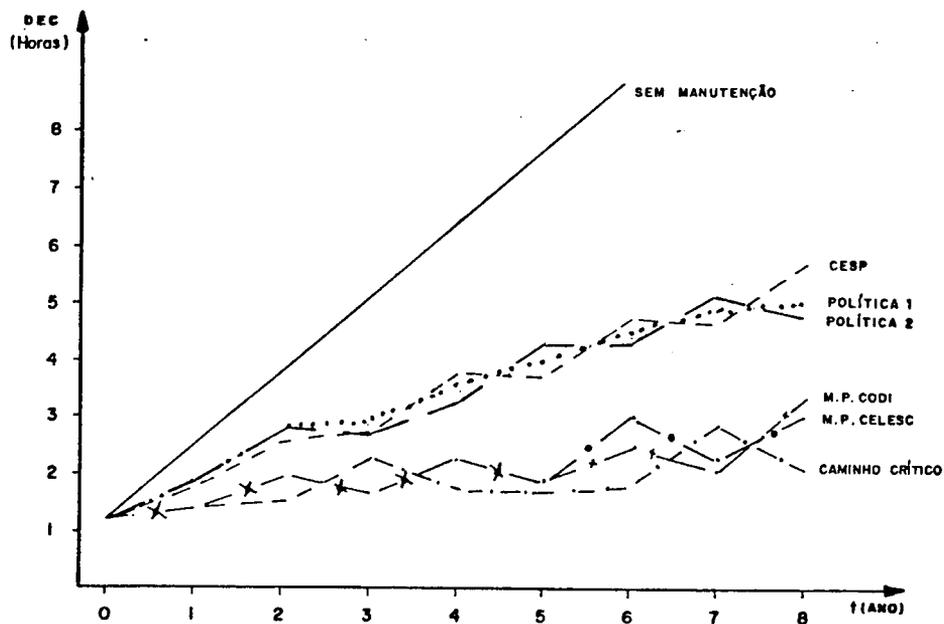


a) sob a condição CI1

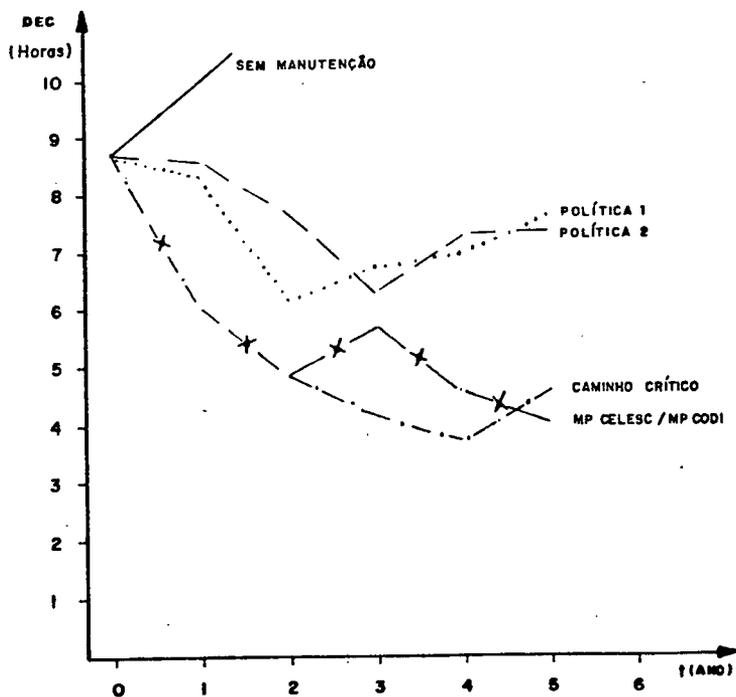


b) sob a condição CI2

Figura VI.5. - Índice DEC do sistema, segundo cada política de manutenção e sem manutenção.

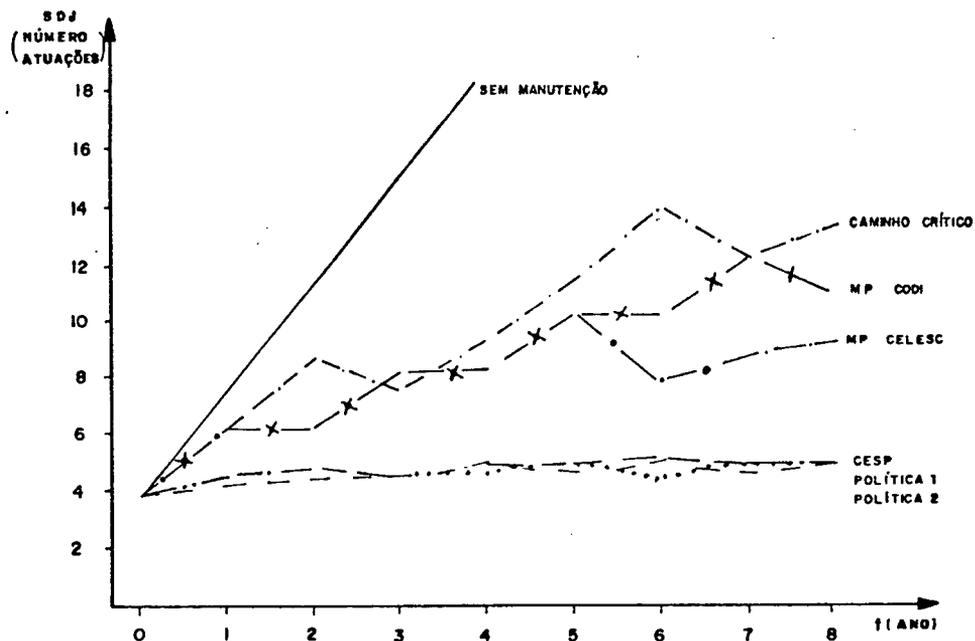


a) sob a condição CI1

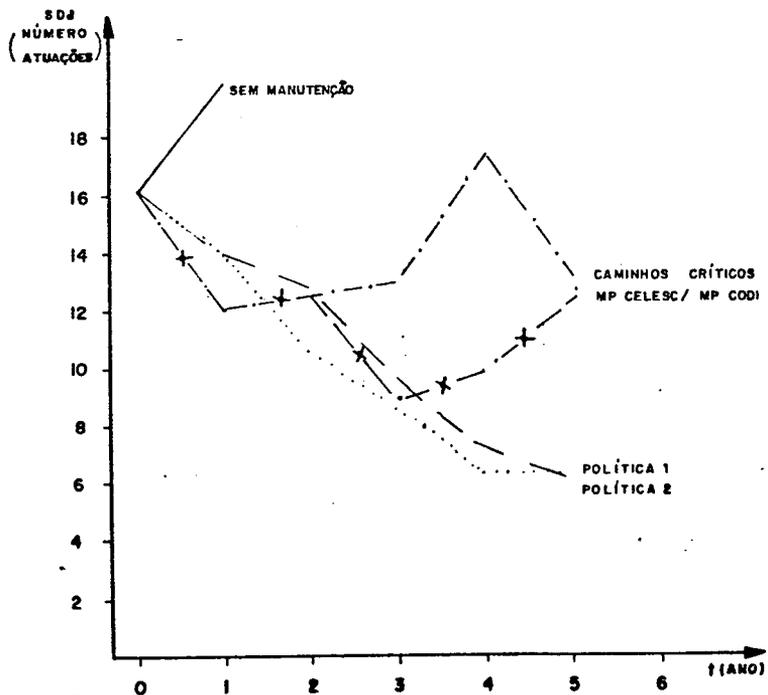


b) sob a condição CI2

Figura VI.6. Número total de atuações dos equipamentos instalados na SE, segundo cada política de manutenção e sem manutenção.

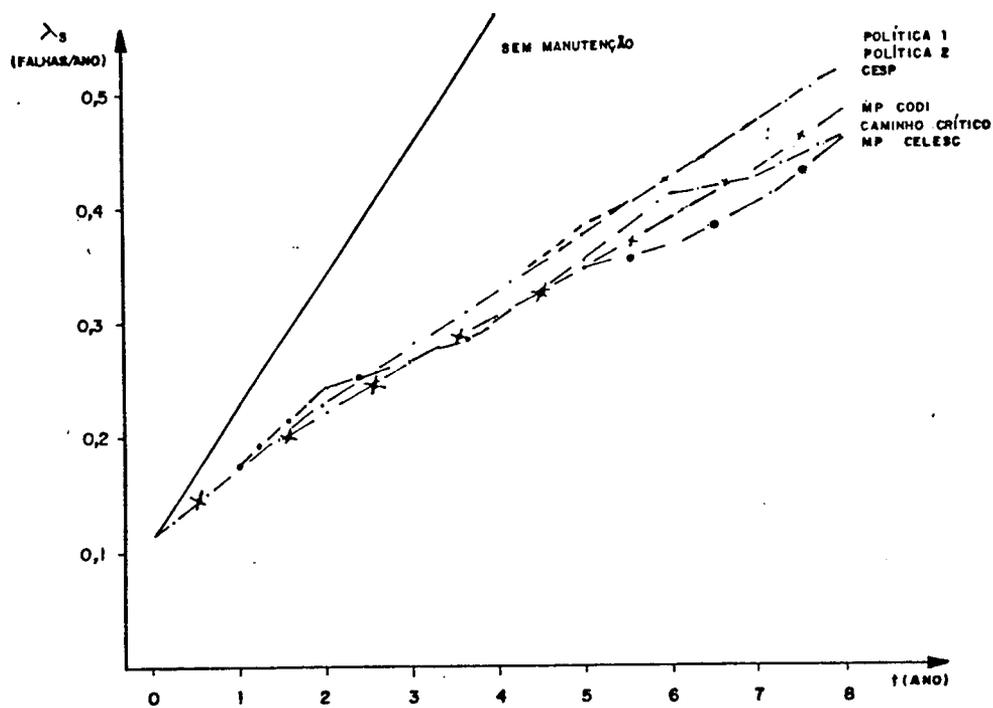


a) sob a condição CI1

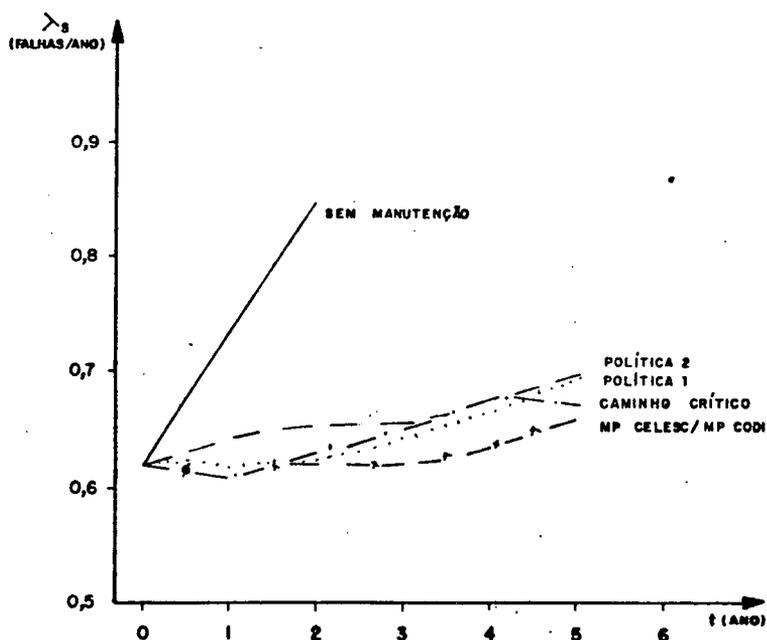


b) sob a condição CI2

Figura VI.7. Taxa de falha do sistema, segundo cada política de manutenção e sem manutenção.



a) sob a condição CI1



b) sob a condição CI2

resultante da aplicação da Política 2.

2- Os índices DEC e FEC do sistema obtidos com a aplicação de ambas as políticas propostas são maiores que aqueles obtidos com as políticas tradicionais, apresentadas no Capítulo IV, com exceção para a política da CESP para a condição inicial de taxa de falha CI1. Com relação a este último ponto, embora a Política 1 e a Política 2 apresentem DEC e FEC superiores àqueles obtidos pelas demais políticas, as restrições de continuidade para a Política 1 e os valores de alerta VA1 e VA2 na Política 2 possibilitam manter o sistema dentro do que a concessionária classifique como índices DEC_S e FEC_S convenientes.

3- A taxa de falha média do sistema tende a ser maior para os métodos propostos neste trabalho, quando comparada àquelas relativas às metodologias correntes. Situação inversa ocorre em relação ao número de atuação de equipamentos de proteção instalados na SE, i.e., o número desses equipamentos tende a ser menor com a adoção das metodologias denominadas Política 1 e Política 2, isso, comparando-se com as políticas tradicionais.

4- Os resultados obtidos com a Política 1 e com a Política 2 vêm ao encontro das atitudes tomadas na prática, i.e., fornecer melhor qualidade de serviço aos grandes consumidores.

Conclui-se então que as Políticas 1 e 2 traduzem os desejos das concessionárias de energia elétrica pois:

a) a ação da manutenção é realizada nos trechos de rede que com maior probabilidade causam a maior perda de energia;

b) é fornecido adequado nível de confiabilidade aos grandes consumidores, uma vez que o estipulado por lei seja atendido, e, melhor qualidade de serviço é fornecida sempre que houver recursos para tal, isso quantificado de forma objetiva;

c) quando se deseja fornecer melhor nível de confiabilidade a algum consumidor em particular, comparando-se com o nível proporcionada pela política de minimização da EF_S , é possível avaliar a influência dessa decisão sobre o sistema;

d) o nível mínimo de qualidade previsto por lei é fornecido a todos os consumidores; e

e) pode-se identificar a baixa confiabilidade do projeto e notificá-la ao departamento de planejamento, integrando assim as áreas de planejamento, manutenção e operação.

VII. CONCLUSÃO

A base de dados de falha, de manutenção, e de custos de interrupção disponível nas concessionárias, não permite ainda a plena aplicação de métodos de otimização na elaboração de uma política de manutenção como a de Sherwin [13], ou seja, uma política que define a quantidade ótima de recurso de manutenção preventiva e corretiva bem como a época adequada de cada manutenção. Dois são os motivos que impedem o uso de tais tipos de métodos: i) a impossibilidade de estimativa adequada do custo da interrupção do fornecimento de energia elétrica a nível requerido para aplicações na área da distribuição; e ii) a impossibilidade de estimativa para a função de taxa de falha.

Para a obtenção do custo de interrupção do fornecimento de energia elétrica é necessário não só estruturar a concessionária para colher os dados relevantes, como também procurar junto aos consumidores várias informações, que normalmente não são fáceis de serem obtidas. Além do mais,

os custos sociais envolvidos são difíceis de serem estimados de forma objetiva.

Dadas estas dificuldades, o presente trabalho elabora a Política 1 . Apesar desse método não obter a quantidade ótima de recursos de manutenção preventiva e corretiva, aloca os recursos disponíveis pela concessionária, de modo a obter a maior relação benefício/custo. De acordo com os exemplos numéricos, quando a Política 1 é comparada às políticas MPCODI, MPCELESC, CESP, e CIRCUITOS CRÍTICOS, observa-se que a energia prevista ser salva com a ação de manutenção é tanto maior quanto maior fôr a taxa de falha do sistema. Esta política apresenta também a vantagem de coordenar a ação da manutenção preventiva através das restrições de continuidade, e a da manutenção corretiva através dos valores de alerta de modo a fornecer um nível pré estabelecido de continuidade a todos os consumidores do sistema. Este nível pode ser aquele estabelecido pelo DNAEE ou outro que a concessionária julgue conveniente adotar. Outra vantagem da Política 1 é mostrar a quantidade de energia que será perdida se a política ótima não fôr aplicada. Assim é possível a avaliação por parte da concessionária sobre os investimentos com fins sociais. Apesar destas vantagens, a aplicação desta política depende do conhecimento da função de taxa de falha e da função do custo de manutenção.

Para possibilitar a aplicação a curto prazo de uma política

que venha ao encontro das necessidades das concessionárias é que se elaborou a Política 2 . O processo de hierarquização da Política 2 e os valores de alerta adotados direcionam a alocação dos recursos de modo a obter-se um maior ganho de energia prevista ser salva com a ação da manutenção (maior relação benefício/custo) se comparada às metodologias MPCODI, MPCELESC, CESP, e Circuitos Críticos. Todavia menor, se comparada à Política 1. Assim como a Política 1, a Política 2 também propicia a todos os consumidores do sistema um valor mínimo de continuidade.

Além destas, outra vantagem das Políticas 1 e 2 sobre as políticas MPCODI, MPCELESC, CESP e CIRCUITOS CRÍTICOS é a possibilidade manutenção de alerta ser acionada através de um indicador não subjetivo, ou seja, com o número de interrupções obtido com base na energia prevista ser salva.

Tanto a Política 1 quanto a 2, ao contrário das outras aqui consideradas, prevêem ajustes do programa de manutenção ao longo de sua aplicação com base em critérios bem definidos, i.e., a defasagem entre o programa previsto e o realizado, recursos gastos de manutenção de alerta e identificação dos trechos em deterioração. O inconveniente das Políticas 1 e 2 é que são válidas apenas enquanto a relação benefício/custo for proporcional à energia prevista ser salva com a ação da manutenção.

Quando aplicadas as políticas MPCODI, MPCELESC, e CIRCUITOS

CRÍTICOS, os índices DEC e FEC do sistema diminuem bem mais do que quando as Políticas 1 e 2 são aplicadas. Todavia, esse não é o resultado observado na prática. De fato, as concessionárias, dando importância a grandes consumidores, aumentam o nível de continuidade desses consumidores, e com isso, aumentam o ganho de energia em detrimento do DEC e FEC globais do sistema. Nesse sentido, tanto a Política 1 quanto a 2 disciplinam as ações de manutenção no sistema de forma a otimizar a utilização dos recursos de manutenção. Por outro lado, se a política da concessionária for de minimizar o DEC ou o FEC do sistema, e não a minimização da energia salva, a manutenção deve ser direcionada para os blocos que se falhados interrompem maior número de consumidores e/ou valor do maior produto consumido por tempo de interrupção. Neste caso, uma outra política deve ser adotada.

A base de dados indicada no presente trabalho é apenas uma orientação do que é necessário coletar. Um trabalho visando elaborar base de dados adequada de forma a atender não só as necessidades da área da manutenção mas também visando integrar esta a outras (planejamento, operação, e desempenho material) é urgentemente necessário ser desenvolvido. De qualquer maneira listam-se a seguir outros trabalhos que, complementam ou dão prosseguimento ao presente trabalho.

i) criar ou adaptar (e.g. do Programa de Confiabilidade do Sistema de Transmissão, CST) um modelo para o cálculo da energia não fornecida mais eficiente que o aqui utilizado

- (veja Anexo 3) e que esteja disponível em microcomputadores;
- ii) propôr a otimização da alocação dos recursos de manutenção corretiva, adequar o número de turmas e sua localização, bem como definir a prioridade dos atendimentos;
 - iii) criar critérios de manutenibilidade do sistema de distribuição;
 - iv) considerar a integração entre planejamento, manutenção e operação do sistema;
 - v) criar uma política de manutenção para equipamentos especiais como trafos, religadores, reguladores e outros; e
 - vi) criar métodos para a estimativa dos custos de interrupção do fornecimento de energia elétrica.

Como visto, o presente trabalho não fecha questão sobre manutenção em redes aéreas radiais de distribuição de energia elétrica, porém dá novo enfoque ao assunto com as Políticas 1 e 2 propostas, e indicando como meta uma política ótima de manutenção com base na condição dos componentes do sistema.

BIBLIOGRAFIA

- [1] ELETROBRAS. Comitê de Distribuição. *Desempenho de Sistemas de Distribuição*. Rio de Janeiro, Campos, Eletrobras, 1982. (Coleção Distribuição de Energia Elétrica, 3).
- [2] GONEN, T. - *Electric Power Distribution System Engineering*. New York. McGraw-Hill. 1986.
- [3] ELETROSUL. Departamento de Informática. *Programa de Confiabilidade de Sistemas da Transmissão - Manual do Usuário*. Florianópolis, SC, 1980. 100p.
- [4] OLIVEIRA, M. A. C. de - *Confiabilidade de Distribuição de Energia Elétrica: Comparação de Metodologias*. Florianópolis. UFSC, 1986. Tese de Mestrado
- [5] ALLAN, R. N.; NONER, I; DIALINAS, E. H. - *Reliability Indices and Reliability Worth in Distribution*

Systems. 22-30

- [6] ELETROBRAS. Comitê de Distribuição. *Planejamento de Sistemas de Distribuição*. Rio de Janeiro. Campus. Eletrobras, 1982 (Coleção Distribuição de Energia Elétrica, 1)
- [7] ELETROBRAS. Comitê de Distribuição. *Manutenção e Operação de Sistemas de Distribuição*. Rio de Janeiro, Campus, Eletrobras, 1982 (Coleção Distribuição de Energia Elétrica, 4)
- [8] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. DNAEE. ELETROBRAS. *Continuidade e Qualidade dos Serviços de Energia Elétrica no Brasil*. 1983.
- [9] LIE, C.H. e CHUN, Y.H. *An Algorithm for Preventive Maintenance Policy*. IEEE Transactions on Reliability, 35(1): 71-75, Abril 1986.
- [10] KLINE, M, B, *Maintainability Considerations in System Design*. Brown-Boveri Review, 63-78
- [11] SHERIF, Y.S. & SMITH, M.L. *Optimal Maintenance Models for Systems subject to Failure : A Review*. Naval Research Logistics Quarterly 28(1): 47-74, 1981
- [12] BARLOW, R. E. & PROSCHAN, F. *Mathematical Theory of*

Reliability, Wiley, 1965

- [13] SHERWIN, D. J. *Inspection Intervals for Condition-Maintained Items which fail in an Obvious Manner.* IEEE Transactions on Reliability, R 28(1): 85-9. April 1979
- [14] O'CONNOR, P. D. T. *Practical Reliability Engineering.* New York. John Wiley & Sons Ltd., 1985
- [15] BRAVEN, D.C. e BRAVEN, G.D. - *Reliability-centred Maintenance.* IEEE Transactions on Reliability, 36(1): 17-24, April 1987.
- [16] SENNA, V. de; SHAHANI, A. K. *Simple Inspection Policy for the Detections of Failure.* European Journal of Operational Research 23: 222-227. 1986.
- [17] SHERWIN, D. J. *Improved Schedules by using Data Collected under Preventive Maintenance.* IEEE Transactions on Reliability, 33(4):315-20, outubro, 1984.
- [18] LUSS, H. - *Maintenance Policy when deterioration can be observed by inspection,* Operations Research. 24: 359-66, 1976.
- [19] SELBY, R. L. *Preventive Maintenance for Distribution*

Plant. Transmission and Distribution. : 38-49,
setembro 1984.

- [20] MARKS, G. E. *Reliability Economics.* in: IEEE Tutorial Course: Power System Reliability Calculation, IEEE Power Engineering Committee. Publicação no. 82 ENO/1985-8-pwr, pp 51-57, março 1987.
- [21] COSTA, J. R., RUSSO NETO, F., CAMPOS, M. A. *Gerência de Manutenção de Redes e Linhas de Distribuição.* in CIER. Subcomité de Distribuição de Energia Elétrica Informe do Brasil. São Paulo, 1985. Tomo II, p. 471-84 (Trabalho apresentado no Seminário Internacional do CIER, biênio 84/85)
- [22] NAKAI, J. J.; NISHIAMA, I.; SATO, Y.; TERANISI, S. *Gerência de Manutenção em Redes de Distribuição,* in: CIER. Subcomité de Distribuição de Energia Elétrica. Informe do Brasil. São Paulo, 1985. Tomo III, p.605-36 (Trabalho apresentado no Seminário Internacional do CIER, biênio 84/85)
- [23] COELHO, I. R.; IGNATOWICZ, E. CATECATTI, R. *Acompanhamento da Performance do Sistema de Distribuição de uma Regional.* CIER. Subcomité de Distribuição de Energia Elétrica. CELESC. Santa Catarina, 1987. 31p. (monografia)

- [24] EKWUE, A. O. *Economics and Reliability of Supply of Developing Power Systems*. IEEE Proceedings, 133(7): 373-6. novembro, 1986.
- [25] MOROZOWSKI FILHO, Marciano - *Custos de Interrupções de Energia Elétrica: Aspectos Conceituais e Metodológicos*, Setembro de 1987. Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema. Comissão de Estudos do Custo de déficit.
- [26] QUEIRÓZ, H. L. et alii - *Instrumentos de Planejamento: Índices de Continuidade de Energia das Empresas Brasileiras e CELESC*. CELESC, Florianópolis, 1985. (Trabalho apresentado no II Seminário Interno de Transmissão).

ANEXOS

ANEXO 1

**Exemplos de Relatórios
Emitidos pelas Concessionárias**



COD. R. 66 - DEFEITOS EM RAMAL DE REDE PRIMARIA POR SUBESTACAO/ALIMENTADOR
 AGENCIA - ITAJAI
 C.G.D. - ITAJAI

MES/ANO - 12/98

CONDUTORES TRANCADES										CONSUMO PARTIDO			
SE	AL	CCNDU POSTE		VEGET OBJET		SUS TOTAL		COMDU POSTE		VEGET		SUE TOTAL	
		DECRE	CAI	ABALR	NA	NUMER	PERCE	CAI	POSTE	REDE	ESTRA		
		CAI	POSTE	REDE	REDE	REDE	ESTRA	REDE	ESTRA	REDE	ESTRA	NUMER	PERCE
502	01	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00
02	01	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00
03	01	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00
04	01	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00
05	01	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00
06	01	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00
07	01	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00
SUBT	NR	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00
PC		00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00
507	01	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00
02	01	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00
03	01	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00
04	01	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00
05	01	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00
06	01	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00
07	01	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00
SUBT	NR	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00
PC		00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00
TOTAL	NR	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00
PC		00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00

00CR185 RELATORIO DE INDICES OPERATIVOS POR KVA DAS SUBESTACOES

MFS/ANO - 12/87

AG		SUBESTACOES		I		POTENCIA TOTAL		I		INDICES				
I	I	I	NUM	I	NOME	I	KVA PRIM	I	KVA SEC	I	DEK	FEK	CK	NI
I	I	I	G1	I	CICI SE. COQUEIRUS	I	87.277	I	43.906	I	G1	00,000	00,000	0000
I	I	I	I	I		I		I		I	G2	02,150	0,99705	0033
I	I	I	I	I		I		I		I	G3	00,209	0,99671	0067
I	I	I	I	I		I		I		I	TT	02,350	0,99676	0100
I	I	I	G1	I	0102 SE. PECADO	I	37.079	I	34.361	I	G1	00,000	00,000	0000
I	I	I	I	I		I		I		I	G2	02,443	0,99605	0051
I	I	I	I	I		I		I		I	G3	00,430	0,99641	013-
I	I	I	I	I		I		I		I	TT	02,872	0,99606	018-
I	I	I	G1	I	0106 SE. TRINDADE	I	22.441	I	23.407	I	G1	00,000	00,000	0000
I	I	I	I	I		I		I		I	G2	06,298	0,99137	0038
I	I	I	I	I		I		I		I	G3	00,771	0,99804	0097
I	I	I	I	I		I		I		I	TT	07,071	0,99031	0135



ANEXO 2

Dados Complementares da Estrutura Física e Elétrica
do Sistema Exemplo da Figura IV.4.

Tabela A1. Dados por Bloco da Estrutura Física e Elétrica do Sistema da Figura IV.4.

BLOCOS	KM REDE	E	NC	PONTUACAO CONSUMIDOR ESPECIAL	CAREGAMENTO IZ
..D2-06	0,85	8,31	2,00	52,00	38,98
..06-09	1,20	53,55	571,00	86,00	36,99
..09-40	2,67	60,38	589,00	175,00	35,08
..40-20	1,25	18,99	123,00	77,00	34,54
..10-11	0,32	0,00	0,00	0,00	20,41
..11-12	1,95	28,88	304,00	115,00	19,99
..41-42	0,28	175,00	1,00	90,00	13,78
..12-13	0,18	37,19	2,00	114,00	10,66
..13-18	0,30	29,49	342,00	60,00	8,99
..15-17	0,48	15,75	123,00	48,00	4,45
..17-18	2,66	60,81	638,00	69,00	3,65
..20-22	2,36	5,25	70,00	0,00	13,27
..21-J	1,83	16,36	88,00	29,00	20,66
..24-27	1,78	49,88	579,00	128,00	19,42
..22-23	1,70	34,13	325,00	25,00	13,90
..23-29	0,12	3,94	1,00	25,00	11,22
..25-27	0,82	10,50	140,00	0,00	3,86
..29-38	1,79	28,88	211,00	61,00	5,66
..30-43	2,68	9,19	123,00	0,00	3,75
..07-08	1,05	17,06	228,00	36,00	41,14
..14-J	1,05	48,56	649,00	63,00	5,59
..16-J	1,23	24,94	333,00	100,00	1,24
..28-J	1,41	19,69	263,00	19,00	4,16
..26-J	1,10	19,69	263,00	5,00	1,78
..44-J	1,36	21,00	281,00	0,00	3,02
..45-J	0,75	12,43	35,00	39,00	5,30
31-J	1,20	14,44	140,00	48,00	1,35
43-46	3,61	13,13	176,00	9,00	2,08
46-J	1,29	15,75	35,00	53,00	2,70
		853,00	6635,00	359,00	38,98
D1-01	0,79	0,00	0,00	0,00	
01-05	2,28	0,00	0,00	0,00	
04-05	0,33	3146,20	1,00	90,00	
		3146,20	1,00	90,00	56,60
D3-39	4,30	0,00	0,00	0,00	
39-33	1,34	1388,25	1,00	90,00	
		1388,25	1,00	90,00	32,90
D4-32	4,52	13,04	88,00	0,00	
32-35	1,35	0,00	0,00	0,00	
35-36	2,41	13,04	0,00	25,00	
36-38	1,23	15,65	70,00	44,00	
37-J	0,98	116,51	88,00	66,00	
47-48	1,46	331,28	123,00	0,00	
34-J	3,13	225,20	1,00	90,00	66,00
		714,00	370,00	261,00	58,00

Tabela A1 - continuação

BLOCOS	KVA PRIMARIO	KVA SECUNDARIO	KVA TOTAL	KVA ACUMULADO
..D2-06	95,00	0,00	95,00	9750,00
..06-09	125,00	487,00	612,00	9460,00
..09-40	187,00	503,00	690,00	8848,00
..40-20	112,00	105,00	217,00	8158,00
..10-11	0,00	0,00	0,00	4807,00
..11-12	70,00	260,00	330,00	3647,00
..41-42	2000,00	0,00	2000,00	2000,00
..12-13	425,00	0,00	425,00	1317,00
..13-18	45,00	292,00	337,00	892,00
..15-17	75,00	105,00	180,00	1160,00
..17-18	150,00	545,00	695,00	980,00
..20-22	0,00	60,00	60,00	3139,00
..21-J	112,00	75,00	187,00	187,00
..24-27	75,00	495,00	570,00	795,00
..22-23	112,00	278,00	390,00	2092,00
..23-29	45,00	0,00	45,00	1702,00
..25-27	0,00	120,00	120,00	585,00
..29-38	150,00	180,00	330,00	472,00
..30-43	0,00	105,00	105,00	600,00
..07-08	0,00	195,00	195,00	195,00
..14-J	0,00	555,00	555,00	555,00
..16-J	0,00	285,00	285,00	285,00
..28-J	0,00	225,00	225,00	225,00
..26-J	0,00	225,00	225,00	225,00
..44-J	0,00	240,00	240,00	240,00
..45-J	112,00	30,00	142,00	142,00
31-J	45,00	120,00	165,00	165,00
43-46	0,00	150,00	150,00	330,00
46-J	150,00	30,00	180,00	180,00
	4085,00	5665,00		
D1-01	0,00	0,00	0,00	4045,00
01-05	0,00	0,00	0,00	4045,00
04-05	4045,00	0,00	4045,00	4045,00
	4045,00	0,00		
D3-39	0,00	0,00	0,00	7500,00
39-33	7500,00	0,00	7500,00	7500,00
	7500,00	0,00		
D4-32	0,00	75,00	75,00	4110,00
32-35	0,00	0,00	0,00	4035,00
35-36	75,00	0,00	75,00	2740,00
36-38	30,00	60,00	90,00	1995,00
37-J	595,00	75,00	670,00	670,00
47-48	1800,00	105,00	1905,00	1905,00
34-J	1295,00	0,00	1295,00	1295,00
	1995,00	2115,00		

ANEXO 3

Programa utilizado para o Cálculo dos Indicadores

A1	TXTEC] E1=t1
A2	TXTEC] F1=tr
A3	TXTEC] A
A4	TXTEE] -----
A6	TXTEC] BLOCOS
A8	TXTEE] -----
A9	TXTEC] ..D2-06
A10	TXTEE] ..06-09
A11	TXTEE] ..09-40
A12	TXTEE] ..40-20
A13	TXTEE] ..10-11
A14	TXTEE] ..11-12
A15	TXTEE] ..41-42
A16	TXTEE] ..12-13
A17	TXTEE] ..13-18
A18	TXTEE] ..15-17
A19	TXTEE] ..17-18
A21	TXTEE] .20-22
A22	TXTEE] .21-J
A23	TXTEE] .24-27
A24	TXTEE] .22-23
A25	TXTEE] .23-29
A26	TXTEE] .25-27
A27	TXTEE] .29-38
A28	TXTEE] .30-43
A30	TXTEE] ..07-08
A31	TXTEE] ..14-J
A32	TXTEE] ..16-J
A33	TXTEE] .28-J
A34	TXTEE] .26-J
A35	TXTEE] .44-J
A36	TXTEE] .45-J
A37	TXTEE] 31-J
A38	TXTEE] 43-46
A39	TXTEE] 46-J
A41	TXTEE] .
A42	TXTEE] D1-01
A43	TXTEE] 01-05
A44	TXTEE] 04-05
A46	TXTEE] D3-39
A47	TXTEE] 39-33
A49	TXTEE] D4-32
A50	TXTEE] 32-35
A51	TXTEE] 35-36
A52	TXTEE] 36-38
A53	TXTEC] 37-J
A54	TXTEC] 47-48
A55	TXTEE] 34-J

B1	TXTEC] G1=te
B3	TXTEC] B
B4	TXTEC] -----
B5	TXTEC] KM
B6	TXTEC] REDE
B8	TXTEC] -----
B9	NUMCD	2	-] 0,85 = 0,85
B10	NUMCD	2	-] 1,2 = 1,20
B11	NUMCD	2	-] 2,67 = 2,67
B12	NUMCD	2	-] 1,25 = 1,25
B13	NUMCD	2	-] ,32 = 0,32
B14	NUMCD	2	-] 1,95 = 1,95
B15	NUMCD	2	-] ,28 = 0,28
B16	NUMCD	2	-] ,18 = 0,18
B17	NUMCD	2	-] ,30 = 0,30
B18	NUMCD	2	-] ,48 = 0,48
B19	NUMCD	2	-] 2,66 = 2,66
B21	NUMCD	2	-] 2,36 = 2,36
B22	NUMCD	2	-] 1,83 = 1,83
B23	NUMCD	2	-] 1,78 = 1,78
B24	NUMCD	2	-] 1,7 = 1,70
B25	NUMCD	2	-] ,12 = 0,12
B26	NUMCD	2	-] ,82 = 0,82
B27	NUMCD	2	-] 1,79 = 1,79
B28	NUMCD	2	-] 2,68 = 2,68
B30	NUMCD	2	-] 1,05 = 1,05
B31	NUMCD	2	-] 1,05 = 1,05
B32	NUMCD	2	-] 1,23 = 1,23
B33	NUMCD	2	-] 1,41 = 1,41
B34	NUMCD	2	-] 1,1 = 1,10
B35	NUMCD	2	-] 1,36 = 1,36
B36	NUMCD	2	-] ,75 = 0,75
B37	NUMCD	2	-] 1,2 = 1,20
B38	NUMCD	2	-] 3,61 = 3,61
B39	NUMCD	2	-] 1,29 = 1,29
B42	NUMCD	2	-] ,79 = 0,79
B43	NUMCD	2	-] 2,28 = 2,28
B44	NUMCD	2	-] 0,33 = 0,33
B46	NUMCD	2	-] 4,3 = 4,30
B47	NUMCD	2	-] 1,34 = 1,34
B49	NUMCD	2	-] 4,52 = 4,52
B50	NUMCD	2	-] 1,35 = 1,35
B51	NUMCD	2	-] 2,41 = 2,41
B52	NUMCD	2	-] 1,23 = 1,23
B53	NUMCD	2	-] 0,98 = 0,98
B54	NUMCD	2	-] 1,46 = 1,46
B55	NUMCD	2	-] 3,13 = 3,13

C1	TXTCE] H1=FdA2
C2	TXTCE] I1=FdA1
C3	TXTLC] C
C4	TXTCE] -----
C6	TXTLC] fb
C8	TXTCE] -----
C9	NUMCD	2	-] +B9*CB9 = 0,10
C10	NUMCD	2	-] +B10*CB10 = 0,14
C11	NUMCD	2	-] +B11*CB11 = 0,30
C12	NUMCD	2	-] +B12*CB12 = 0,14
C13	NUMCD	2	-] +B13*CB13 = 0,04
C14	NUMCD	2	-] +B14*CB14 = 0,22
C15	NUMCD	2	-] +B15*CB15 = 0,03
C16	NUMCD	2	-] +B16*CB16 = 0,02
C17	NUMCD	2	-] +B17*CB17 = 0,03
C18	NUMCD	2	-] +B18*CB18 = 0,05
C19	NUMCD	2	-] +B19*CB19 = 0,30
C20	NUMCD	2	-] +B20*CB20 = ?n?
C21	NUMCD	2	-] +B21*CB21 = 0,27
C22	NUMCD	2	-] +B22*CB22 = 0,21
C23	NUMCD	2	-] +B23*CB23 = 0,20
C24	NUMCD	2	-] +B24*CB24 = 0,19
C25	NUMCD	2	-] +B25*CB25 = 0,01
C26	NUMCD	2	-] +B26*CB26 = 0,09
C27	NUMCD	2	-] +B27*CB27 = 0,20
C28	NUMCD	2	-] +B28*CB28 = 0,31
C29	NUMCD	2	-] +B29*CB29 = ?n?
C30	NUMCD	2	-] +B30*CB30 = 0,12
C31	NUMCD	2	-] +B31*CB31 = 0,12
C32	NUMCD	2	-] +B32*CB32 = 0,14
C33	NUMCD	2	-] +B33*CB33 = 0,16
C34	NUMCD	2	-] +B34*CB34 = 0,13
C35	NUMCD	2	-] +B35*CB35 = 0,16
C36	NUMCD	2	-] +B36*CB36 = 0,09
C37	NUMCD	2	-] +B37*CB37 = 0,14
C38	NUMCD	2	-] +B38*CB38 = 0,41
C39	NUMCD	2	-] +B39*CB39 = 0,15
C40	NUMCD	2	-] +B40*CB40 = ?n?
C41	NUMCD	2	-] +B41*CB41 = ?n?
C42	NUMCD	2	-] +B42*CB42 = 0,09
C43	NUMCD	2	-] +B43*CB43 = 0,26
C44	NUMCD	2	-] +B44*CB44 = 0,04
C45	NUMCD	2	-] +B45*CB45 = ?n?
C46	NUMCD	2	-] +B46*CB46 = 0,49
C47	NUMCD	2	-] +B47*CB47 = 0,15
C48	NUMCD	2	-] +B48*CB48 = ?n?
C49	NUMCD	2	-] +B49*CB49 = 0,52
C50	NUMCD	2	-] +B50*CB50 = 0,15
C51	NUMCD	2	-] +B51*CB51 = 0,27
C52	NUMCD	2	-] +B52*CB52 = 0,14
C53	NUMCD	2	-] +B53*CB53 = 0,11
C54	NUMCD	2	-] +B54*CB54 = 0,17
C55	NUMCD	2	-] +B55*CB55 = 0,36

D1	TXTCE]	J1=FdA3	
D2	TXTCE]	I1=FdA4	
D3	TXTCC]	D	
D4	TXTCE]	-----	
D6	TXTCC]	Ib	
D7	TXTCE]		
D8	TXTCE]	-----	
D9	NUMCD	2	-]	+C9+C10+C11+C12+C13+C14+C15+C16+C17+C18+C19 = 1,38
D10	NUMCD	2	-]	+C9+C10+C11+C12+C13+C14+C15+C16+C17+C18+C19 = 1,38
D11	NUMCD	2	-]	+C9+C10+C11+C12+C13+C14+C15+C16+C17+C18+C19 = 1,38
D12	NUMCD	2	-]	+C9+C10+C11+C12+C13+C14+C15+C16+C17+C18+C19 = 1,38
D13	NUMCD	2	-]	+C9+C10+C11+C12+C13+C14+C15+C16+C17+C18+C19 = 1,38
D14	NUMCD	2	-]	+C9+C10+C11+C12+C13+C14+C15+C16+C17+C18+C19 = 1,38
D15	NUMCD	2	-]	+C9+C10+C11+C12+C13+C14+C15+C16+C17+C18+C19 = 1,38
D16	NUMCD	2	-]	+C9+C10+C11+C12+C13+C14+C15+C16+C17+C18+C19 = 1,38
D17	NUMCD	2	-]	+C9+C10+C11+C12+C13+C14+C15+C16+C17+C18+C19 = 1,38
D18	NUMCD	2	-]	+C9+C10+C11+C12+C13+C14+C15+C16+C17+C18+C19 = 1,38
D19	NUMCD	2	-]	+C9+C10+C11+C12+C13+C14+C15+C16+C17+C18+C19 = 1,38
D21	NUMCD	2	-]	+C9+C10+C11+C12+C13+C14+C15+C16+C17+C18+C19+C21+C22 C23+C24+C25+C26+C27+C28 = 2,88
D22	NUMCD	2	-]	+C9+C10+C11+C12+C13+C14+C15+C16+C17+C18+C19+C21+C22 C23+C24+C25+C26+C27+C28 = 2,88
D23	NUMCD	2	-]	+C9+C10+C11+C12+C13+C14+C15+C16+C17+C18+C19+C21+C22 C23+C24+C25+C26+C27+C28 = 2,88
D24	NUMCD	2	-]	+C9+C10+C11+C12+C13+C14+C15+C16+C17+C18+C19+C21+C22 C23+C24+C25+C26+C27+C28 = 2,88
D25	NUMCD	2	-]	+C9+C10+C11+C12+C13+C14+C15+C16+C17+C18+C19+C21+C22 C23+C24+C25+C26+C27+C28 = 2,88
D26	NUMCD	2	-]	+C9+C10+C11+C12+C13+C14+C15+C16+C17+C18+C19+C21+C22 C23+C24+C25+C26+C27+C28 = 2,88
D27	NUMCD	2	-]	+C9+C10+C11+C12+C13+C14+C15+C16+C17+C18+C19+C21+C22 C23+C24+C25+C26+C27+C28 = 2,88
D28	NUMCD	2	-]	+C9+C10+C11+C12+C13+C14+C15+C16+C17+C18+C19+C21+C22 C23+C24+C25+C26+C27+C28 = 2,88
D30	NUMCD	2	-]	+C9+C10+C11+C12+C13+C14+C15+C16+C17+C18+C19+C30 = 1 0
D31	NUMCD	2	-]	+C9+C10+C11+C12+C13+C14+C15+C16+C17+C18+C19+C31 = 1 0
D32	NUMCD	2	-]	+C9+C10+C11+C12+C13+C14+C15+C16+C17+C18+C19+C32 = 1 2
D33	NUMCD	2	-]	+C9+C10+C11+C12+C13+C14+C15+C16+C17+C18+C19+C21+C22 C23+C24+C25+C26+C27+C28+C33 = 3,04
D34	NUMCD	2	-]	+C9+C10+C11+C12+C13+C14+C15+C16+C17+C18+C19+C21+C22 C23+C24+C25+C26+C27+C28+C34 = 3,00
D35	NUMCD	2	-]	+C9+C10+C11+C12+C13+C14+C15+C16+C17+C18+C19+C21+C22 C23+C24+C25+C26+C27+C28+C35 = 3,03
D36	NUMCD	2	-]	+C9+C10+C11+C12+C13+C14+C15+C16+C17+C18+C19+C21+C22 C23+C24+C25+C26+C27+C28+C36 = 2,96
D37	NUMCD	2	-]	+C9+C10+C11+C12+C13+C14+C15+C16+C17+C18+C19+C21+C22 C23+C24+C25+C26+C27+C28+C37 = 3,01
D38	NUMCD	2	-]	+C9+C10+C11+C12+C13+C14+C15+C16+C17+C18+C19+C21+C22 C23+C24+C25+C26+C27+C28+C38 = 3,29
D39	NUMCD	2	-]	+C9+C10+C11+C12+C13+C14+C15+C16+C17+C18+C19+C21+C22 C23+C24+C25+C26+C27+C28+C38+C39 = 3,43

D42	NUMCD	2	-J	+C42+C43+C44 = 0,39
D43	NUMCD	2	-J	+C42+C43+C44 = 0,39
D44	NUMCD	2	-J	+C42+C43+C44 = 0,39
D46	NUMCD	2	-J	+C46+C47 = 0,64
D47	NUMCD	2	-J	+C46+C47 = 0,64
D49	NUMCD	2	-J	+C49+C50+C51+C52+C53+C54 = 1,36
D50	NUMCD	2	-J	+C49+C50+C51+C52+C53+C54 = 1,36
D51	NUMCD	2	-J	+C49+C50+C51+C52+C53+C54 = 1,36
D52	NUMCD	2	-J	+C49+C50+C51+C52+C53+C54 = 1,36
D53	NUMCD	2	-J	+C49+C50+C51+C52+C53+C54 = 1,36
D54	NUMCD	2	-J	+C49+C50+C51+C52+C53+C54 = 1,36
D55	NUMCD	2	-J	+C49+C50+C51+C52+C53+C54+C55 = 1,72

E1	NUMCD	3	-J 0,42 = 0,420
E3	TXTEC		J E
E4	TXTEC		J -----
E6	TXTEC		J U'
E8	TXTEC		J -----
E9	NUMCD	2	-J (D9-C9)*E1 = 4,87
E10	NUMCD	2	-J (D9-C10)*E1 = 4,71
E11	NUMCD	2	-J (D9-C11)*E1 = 4,08
E12	NUMCD	2	-J (D9-C12)*E1 = 4,69
E13	NUMCD	2	-J (D9-C13)*E1 = 5,09
E14	NUMCD	2	-J (D9-C14)*E1 = 4,39
E15	NUMCD	2	-J (D9-C15)*E1 = 5,11
E16	NUMCD	2	-J (D9-C16)*E1 = 5,15
E17	NUMCD	2	-J (D9-C17)*E1 = 5,10
E18	NUMCD	2	-J (D9-C18)*E1 = 5,02
E19	NUMCD	2	-J (D9-C19)*E1 = 4,09
E21	NUMCD	2	-J (D21-C21)*E1 = 9,85
E22	NUMCD	2	-J (D21-C22-C21)*E1 = 9,06
E23	NUMCD	2	-J (D21-C23)*E1 = 10,10
E24	NUMCD	2	-J (D21-C24)*E1 = 10,14
E25	NUMCD	2	-J (D21-C25)*E1 = 10,82
E26	NUMCD	2	-J (D21-C26)*E1 = 10,51
E27	NUMCD	2	-J (D21-C27)*E1 = 10,10
E28	NUMCD	2	-J (D21-C28-C25)*E1 = 9,66
E29	TXTEC		J
E30	NUMCD	2	-J D9*E1 = 5,23
E31	NUMCD	2	-J (D9-C17)*E1 = 5,10
E32	NUMCD	2	-J (D9-C19)*E1 = 4,09
E33	NUMCD	2	-J (D21-C23)*E1 = 10,10
E34	NUMCD	2	-J (D21-C26)*E1 = 10,51
E35	NUMCD	2	-J (D21-C26)*E1 = 10,51
E36	NUMCD	2	-J (D21-C27)*E1 = 10,10
E37	NUMCD	2	-J (D21-C28-C25)*E1 = 9,66
E38	NUMCD	2	-J (D21-C28-C25)*E1 = 9,66
E39	NUMCD	2	-J (D21-C28-C25)*E1 = 9,66
E42	NUMCD	2	-J (C43+C44)*E1 = 0,37
E43	NUMCD	2	-J (C42+C44)*E1 = 0,16
E44	NUMCD	2	-J (+C42+C43)*E1 = 0,44
E46	NUMCD	2	-J (C47)*E1 = 0,19
E47	NUMCD	2	-J (+C46)*E1 = 0,62
E48	TXTEC		J
E49	NUMCD	2	-J (D49-C49)*E1 = 2,13
E50	NUMCD	2	-J (D49-C50)*E1 = 3,05
E51	NUMCD	2	-J (D49-C51)*E1 = 2,74
E52	NUMCD	2	-J (D49-C52)*E1 = 3,08
E53	NUMCD	2	-J (D49-C53-C51)*E1 = 2,46
E54	NUMCD	2	-J (D49-C54-C52)*E1 = 2,66
E55	NUMCD	2	-J (D49-C50)*E1 = 3,05

F1	NUMCD	3	-] 2,19 = 2,190
F3	TXTEC] F
F4	TXTEE] -----
F6	TXTEC] U"
F8	TXTEE] -----
F9	NUMCD	2	-] +F1*C9 = 1,91
F10	NUMCD	2	-] +F1*C10 = 2,70
F11	NUMCD	2	-] +F1*C11 = 6,00
F12	NUMCD	2	-] +F1*C12 = 2,81
F13	NUMCD	2	-] +F1*C13 = 0,72
F14	NUMCD	2	-] +F1*C14 = 4,38
F15	NUMCD	2	-] +F1*C15 = 0,63
F16	NUMCD	2	-] +F1*C16 = 0,40
F17	NUMCD	2	-] +F1*C17 = 0,67
F18	NUMCD	2	-] +F1*C18 = 1,08
F19	NUMCD	2	-] +F1*C19 = 5,98
F21	NUMCD	2	-] +F1*C21 = 5,30
F22	NUMCD	2	-] +F1*(C21+C22) = 9,41
F23	NUMCD	2	-] +F1*C23 = 4,00
F24	NUMCD	2	-] +F1*C24 = 3,82
F25	NUMCD	2	-] +F1*C25 = 0,27
F26	NUMCD	2	-] +F1*C26 = 1,84
F27	NUMCD	2	-] +F1*C27 = 4,02
F28	NUMCD	2	-] +F1*(C28+C25) = 6,29
F30	NUMCD	2	-] +C30*F1 = 2,36
F31	NUMCD	2	-] +F1*(+C31+C17) = 3,03
F32	NUMCD	2	-] +F1*(+C32+C19) = 8,74
F33	NUMCD	2	-] +F1*(+C33+C23) = 7,17
F34	NUMCD	2	-] +F1*(+C34+C26) = 4,31
F35	NUMCD	2	-] +F1*(+C35+C26) = 4,90
F36	NUMCD	2	-] +F1*(+C36+C27) = 5,71
F37	NUMCD	2	-] +F1*(+C37+C28+C25) = 8,99
F38	NUMCD	2	-] +F1*(+C38+C28+C25) = 14,40
F39	NUMCD	2	-] +F1*(+C39+C38+C28+C25) = 17,30
F42	NUMCD	2	-] +C42*F1 = 0,59
F43	NUMCD	2	-] +C43*F1 = 1,71
F44	NUMCD	2	-] +C44*F1 = 0,25
F45	TXTEE]
F46	NUMCD	2	-] +C46*F1 = 3,22
F47	NUMCD	2	-] +C47*F1 = 1,00
F48	TXTEE]
F49	NUMCD	2	-] +C49*F1 = 6,77
F50	NUMCD	2	-] +C50*F1 = 2,02
F51	NUMCD	2	-] +C51*F1 = 3,61
F52	NUMCD	2	-] +C52*F1 = 1,84
F53	NUMCD	2	-] (C51+C53)*F1 = 5,08
F54	NUMCD	2	-] +F1*(+C54+C52) = 4,03
F55	NUMCD	2	-] +F1*(+C55+C50) = 6,71

G1	NUMCD	2	-J	1,77 = 1,77
G3	TXTEC		J	G
G4	TXTEE		J	-----
G6	TXTEC		J	U
G8	TXTEE		J	-----
G9	NUMCD	2	-J	+E9+F9 = 6,77
G10	NUMCD	2	-J	+E10+F10 = 7,41
G11	NUMCD	2	-J	+E11+F11 = 10,08
G12	NUMCD	2	-J	+E12+F12 = 7,50
G13	NUMCD	2	-J	+E13+F13 = 5,81
G14	NUMCD	2	-J	+E14+F14 = 8,77
G15	NUMCD	2	-J	+E15+F15 = 5,74
G16	NUMCD	2	-J	+E16+F16 = 5,56
G17	NUMCD	2	-J	+E17+F17 = 5,78
G18	NUMCD	2	-J	+E18+F18 = 6,10
G19	NUMCD	2	-J	+E19+F19 = 10,06
G20	TXTEE		J	
G21	NUMCD	2	-J	+E21+F21 = 15,15
G22	NUMCD	2	-J	+E22+F22 = 18,48
G23	NUMCD	2	-J	+E23+F23 = 14,10
G24	NUMCD	2	-J	+E24+F24 = 13,96
G25	NUMCD	2	-J	+E25+F25 = 11,09
G26	NUMCD	2	-J	+E26+F26 = 12,36
G27	NUMCD	2	-J	+E27+F27 = 14,12
G28	NUMCD	2	-J	+E28+F28 = 15,95
G29	TXTEE		J	
G30	NUMCD	2	-J	+E30+F30 = 7,14
G31	NUMCD	2	-J	+E31+F31 = 7,68
G32	NUMCD	2	-J	+E32+F32 = 12,30
G33	NUMCD	2	-J	+E33+F33 = 16,66
G34	NUMCD	2	-J	+E34+F34 = 14,35
G35	NUMCD	2	-J	+E35+F35 = 14,83
G36	NUMCD	2	-J	+E36+F36 = 15,48
G37	NUMCD	2	-J	+E37+F37 = 18,13
G38	NUMCD	2	-J	+E38+F38 = 22,51
G39	NUMCD	2	-J	+E39+F39 = 24,85
G40	TXTEE		J	
G41	TXTEE		J	
G42	NUMCD	2	-J	+E42+F42 = 0,97
G43	NUMCD	2	-J	+E43+F43 = 1,87
G44	NUMCD	2	-J	+E44+F44 = 0,69
G45	TXTEE		J	
G46	NUMCD	2	-J	+E46+F46 = 3,41
G47	NUMCD	2	-J	+E47+F47 = 1,62
G48	TXTEE		J	
G49	NUMCD	2	-J	+E49+F49 = 8,91
G50	NUMCD	2	-J	+E50+F50 = 5,07
G51	NUMCD	2	-J	+E51+F51 = 6,35
G52	NUMCD	2	-J	+E52+F52 = 4,92
G53	NUMCD	2	-J	+E53+F53 = 7,54
G54	NUMCD	2	-J	+E54+F54 = 6,69
G55	NUMCD	2	-J	+E55+F55 = 8,86

H1	NUMCD	4	-J 0,0875 = 0,0875
H3	TXTEC] H
H4	TXTEE] -----
H5	TXTEC] KVA
H6	TXTEe] PRIMARIO
H8	TXTEE] -----
H9	NUMCD	2	-J 95 = 95,00
H10	NUMCD	2	-J 125 = 125,00
H11	NUMCD	2	-J 187 = 187,00
H12	NUMCD	2	-J 112 = 112,00
H13	NUMCD	2	-J 0 = 0,00
H14	NUMCD	2	-J 70 = 70,00
H15	NUMCD	2	-J 2000 = 2000,00
H16	NUMCD	2	-J 425 = 425,00
H17	NUMCD	2	-J 45 = 45,00
H18	NUMCD	2	-J 75 = 75,00
H19	NUMCD	2	-J 150 = 150,00
H21	NUMCD	2	-J 0 = 0,00
H22	NUMCD	2	-J 112 = 112,00
H23	NUMCD	2	-J 75 = 75,00
H24	NUMCD	2	-J 112 = 112,00
H25	NUMCD	2	-J 45 = 45,00
H26	NUMCD	2	-J 0 = 0,00
H27	NUMCD	2	-J 150 = 150,00
H28	NUMCD	2	-J 0 = 0,00
H30	NUMCD	2	-J 0 = 0,00
H31	NUMCD	2	-J 0 = 0,00
H32	NUMCD	2	-J 0 = 0,00
H33	NUMCD	2	-J 0 = 0,00
H34	NUMCD	2	-J 0 = 0,00
H35	NUMCD	2	-J 0 = 0,00
H36	NUMCD	2	-J 112 = 112,00
H37	NUMCD	2	-J 45 = 45,00
H38	NUMCD	2	-J 0 = 0,00
H39	NUMCD	2	-J 150 = 150,00
H40	NUMCD	2	-J 4085 = 4085,00
H42	NUMCD	2	-J 0 = 0,00
H43	NUMCD	2	-J 0 = 0,00
H44	NUMCD	2	-J 4045 = 4045,00
H45	NUMCD	2	-J 4045 = 4045,00
H46	NUMCD	2	-J 0 = 0,00
H47	NUMCD	2	-J 7500 = 7500,00
H48	NUMCD	2	-J 7500 = 7500,00
H49	NUMCD	2	-J 0 = 0,00
H50	NUMCD	2	-J 0 = 0,00
H51	NUMCD	2	-J 75 = 75,00
H52	NUMCD	2	-J 30 = 30,00
H53	NUMCD	2	-J 595 = 595,00
H54	NUMCD	2	-J 1800 = 1800,00
H55	NUMCD	2	-J 1295 = 1295,00

I1	NUMCD	4	-J 0,7778 = 0,7778
I3	TXTEC		J I
I4	TXTEC		J -----
I5	TXTEC		J KVA
I6	TXTEC		J SECUNDARIO
I8	TXTEC		J -----
I9	NUMCD	2	-J 0 = 0,00
I10	NUMCD	2	-J 487 = 487,00
I11	NUMCD	2	-J 503 = 503,00
I12	NUMCD	2	-J 105 = 105,00
I13	NUMCD	2	-J 0 = 0,00
I14	NUMCD	2	-J 260 = 260,00
I15	NUMCD	2	-J 0 = 0,00
I16	NUMCD	2	-J 0 = 0,00
I17	NUMCD	2	-J 292 = 292,00
I18	NUMCD	2	-J 105 = 105,00
I19	NUMCD	2	-J 545 = 545,00
I21	NUMCD	2	-J 60 = 60,00
I22	NUMCD	2	-J 75 = 75,00
I23	NUMCD	2	-J 495 = 495,00
I24	NUMCD	2	-J 278 = 278,00
I25	NUMCD	2	-J 0 = 0,00
I26	NUMCD	2	-J 120 = 120,00
I27	NUMCD	2	-J 180 = 180,00
I28	NUMCD	2	-J 105 = 105,00
I30	NUMCD	2	-J 195 = 195,00
I31	NUMCD	2	-J 555 = 555,00
I32	NUMCD	2	-J 285 = 285,00
I33	NUMCD	2	-J 225 = 225,00
I34	NUMCD	2	-J 225 = 225,00
I35	NUMCD	2	-J 240 = 240,00
I36	NUMCD	2	-J 30 = 30,00
I37	NUMCD	2	-J 120 = 120,00
I38	NUMCD	2	-J 150 = 150,00
I39	NUMCD	2	-J 30 = 30,00
I40	NUMCD	2	-J 5665 = 5665,00
I42	NUMCD	2	-J 0 = 0,00
I43	NUMCD	2	-J 0 = 0,00
I44	NUMCD	2	-J 0 = 0,00
I45	NUMCD	2	-J 0 = 0,00
I46	NUMCD	2	-J 0 = 0,00
I47	NUMCD	2	-J 0 = 0,00
I48	NUMCD	2	-J 0 = 0,00
I49	NUMCD	2	-J 75 = 75,00
I50	NUMCD	2	-J 0 = 0,00
I51	NUMCD	2	-J 0 = 0,00
I52	NUMCD	2	-J 60 = 60,00
I53	NUMCD	2	-J 75 = 75,00
I54	NUMCD	2	-J 105 = 105,00
I55	NUMCD	2	-J 0 = 0,00

J1	NUMED	4	-J	0,1851 = 0,1851
J3	TXTEC		J	J
J4	TXTEE		J	-----
J5	TXTEC		J	KVA
J6	TXTEC		J	TOTAL
J8	TXTEE		J	-----
J9	NUMED	2	-J	+H9+I9 = 95,00
J10	NUMED	2	-J	+H10+I10 = 612,00
J11	NUMED	2	-J	+H11+I11 = 690,00
J12	NUMED	2	-J	+H12+I12 = 217,00
J13	NUMED	2	-J	+H13+I13 = 0,00
J14	NUMED	2	-J	+H14+I14 = 330,00
J15	NUMED	2	-J	+H15+I15 = 2000,00
J16	NUMED	2	-J	+H16+I16 = 425,00
J17	NUMED	2	-J	+H17+I17 = 337,00
J18	NUMED	2	-J	+H18+I18 = 180,00
J19	NUMED	2	-J	+H19+I19 = 695,00
J20	TXTEE		J	
J21	NUMED	2	-J	+H21+I21 = 60,00
J22	NUMED	2	-J	+H22+I22 = 187,00
J23	NUMED	2	-J	+H23+I23 = 570,00
J24	NUMED	2	-J	+H24+I24 = 390,00
J25	NUMED	2	-J	+H25+I25 = 45,00
J26	NUMED	2	-J	+H26+I26 = 120,00
J27	NUMED	2	-J	+H27+I27 = 330,00
J28	NUMED	2	-J	+H28+I28 = 105,00
J29	TXTEE		J	
J30	NUMED	2	-J	+H30+I30 = 195,00
J31	NUMED	2	-J	+H31+I31 = 555,00
J32	NUMED	2	-J	+H32+I32 = 285,00
J33	NUMED	2	-J	+H33+I33 = 225,00
J34	NUMED	2	-J	+H34+I34 = 225,00
J35	NUMED	2	-J	+H35+I35 = 240,00
J36	NUMED	2	-J	+H36+I36 = 142,00
J37	NUMED	2	-J	+H37+I37 = 165,00
J38	NUMED	2	-J	+H38+I38 = 150,00
J39	NUMED	2	-J	+H39+I39 = 180,00
J40	TXTEE		J	
J41	TXTEE		J	
J42	NUMED	2	-J	+H42+I42 = 0,00
J43	NUMED	2	-J	+H43+I43 = 0,00
J44	NUMED	2	-J	+H44+I44 = 4045,00
J45	TXTEE		J	
J46	NUMED	2	-J	+H46+I46 = 0,00
J47	NUMED	2	-J	+H47+I47 = 7500,00
J48	TXTEE		J	
J49	NUMED	2	-J	+H49+I49 = 75,00
J50	NUMED	2	-J	+H50+I50 = 0,00
J51	NUMED	2	-J	+H51+I51 = 75,00
J52	NUMED	2	-J	+H52+I52 = 90,00
J53	NUMED	2	-J	+H53+I53 = 670,00
J54	NUMED	2	-J	+H54+I54 = 1905,00
J55	NUMED	2	-J	+H55+I55 = 1295,00

K1	NUMED	4	-J 0,1739 = 0,1739
K3	TXTEC		J K
K4	TXTEE		J -----
K5	TXTEC		J KVA
K6	TXTEC		J ACUMULADO
K8	TXTEE		J -----
K9	NUMED	2	-J 9750 = 9750,00
K10	NUMED	2	-J 9460 = 9460,00
K11	NUMED	2	-J 8848 = 8848,00
K12	NUMED	2	-J 8158 = 8158,00
K13	NUMED	2	-J 4807 = 4807,00
K14	NUMED	2	-J 3647 = 3647,00
K15	NUMED	2	-J 2000 = 2000,00
K16	NUMED	2	-J 1317 = 1317,00
K17	NUMED	2	-J 892 = 892,00
K18	NUMED	2	-J 1160 = 1160,00
K19	NUMED	2	-J 980 = 980,00
K21	NUMED	2	-J 3139 = 3139,00
K22	NUMED	2	-J 187 = 187,00
K23	NUMED	2	-J 795 = 795,00
K24	NUMED	2	-J 2092 = 2092,00
K25	NUMED	2	-J 1702 = 1702,00
K26	NUMED	2	-J 585 = 585,00
K27	NUMED	2	-J 472 = 472,00
K28	NUMED	2	-J 600 = 600,00
K30	NUMED	2	-J 195 = 195,00
K31	NUMED	2	-J 555 = 555,00
K32	NUMED	2	-J 285 = 285,00
K33	NUMED	2	-J 225 = 225,00
K34	NUMED	2	-J 225 = 225,00
K35	NUMED	2	-J 240 = 240,00
K36	NUMED	2	-J 142 = 142,00
K37	NUMED	2	-J 165 = 165,00
K38	NUMED	2	-J 330 = 330,00
K39	NUMED	2	-J 180 = 180,00
K42	NUMED	2	-J 4045 = 4045,00
K43	NUMED	2	-J 4045 = 4045,00
K44	NUMED	2	-J 4045 = 4045,00
K46	NUMED	2	-J 7500 = 7500,00
K47	NUMED	2	-J 7500 = 7500,00
K49	NUMED	2	-J 4110 = 4110,00
K50	NUMED	2	-J 4035 = 4035,00
K51	NUMED	2	-J 2740 = 2740,00
K52	NUMED	2	-J 1995 = 1995,00
K53	NUMED	2	-J 670 = 670,00
K54	NUMED	2	-J 1905 = 1905,00
K55	NUMED	2	-J 1295 = 1295,00

L1	TXTCE		J	
L3	TXTEC		J L	
L4	TXTCE		J	-----
L6	TXTEC		J E	
L8	TXTCE		J	-----
L9	NUMCD	2	-J	+H1*J9 = 8,31
L10	NUMCD	2	-J	+H1*J10 = 53,55
L11	NUMCD	2	-J	+H1*J11 = 60,38
L12	NUMCD	2	-J	+H1*J12 = 18,99
L13	NUMCD	2	-J	+H1*J13 = 0,00
L14	NUMCD	2	-J	+H1*J14 = 28,88
L15	NUMCD	2	-J	+H1*J15 = 175,00
L16	NUMCD	2	-J	+H1*J16 = 37,19
L17	NUMCD	2	-J	+H1*J17 = 29,49
L18	NUMCD	2	-J	+H1*J18 = 15,75
L19	NUMCD	2	-J	+H1*J19 = 60,81
L20	TXTCE		J	
L21	NUMCD	2	-J	+H1*J21 = 5,25
L22	NUMCD	2	-J	+H1*J22 = 16,36
L23	NUMCD	2	-J	+H1*J23 = 49,88
L24	NUMCD	2	-J	+H1*J24 = 34,13
L25	NUMCD	2	-J	+H1*J25 = 3,94
L26	NUMCD	2	-J	+H1*J26 = 10,50
L27	NUMCD	2	-J	+H1*J27 = 28,88
L28	NUMCD	2	-J	+H1*J28 = 9,19
L29	TXTCE		J	
L30	NUMCD	2	-J	+H1*J30 = 17,06
L31	NUMCD	2	-J	+H1*J31 = 48,56
L32	NUMCD	2	-J	+H1*J32 = 24,94
L33	NUMCD	2	-J	+H1*J33 = 19,69
L34	NUMCD	2	-J	+H1*J34 = 19,69
L35	NUMCD	2	-J	+H1*J35 = 21,00
L36	NUMCD	2	-J	+H1*J36 = 12,43
L37	NUMCD	2	-J	+H1*J37 = 14,44
L38	NUMCD	2	-J	+H1*J38 = 13,13
L39	NUMCD	2	-J	+H1*J39 = 15,75
L40	NUMCD	2	-J	853 = 853,00
L42	NUMCD	2	-J	+I1*J42 = 0,00
L43	NUMCD	2	-J	+I1*J43 = 0,00
L44	NUMCD	2	-J	+I1*J44 = 3146,20
L45	NUMCD	2	-J	3146,20 = 3146,20
L46	NUMCD	2	-J	+J1*J46 = 0,00
L47	NUMCD	2	-J	+J1*J47 = 1388,25
L48	NUMCD	2	-J	1388,25 = 1388,25
L49	NUMCD	2	-J	+K1*J49 = 13,04
L50	NUMCD	2	-J	+K1*J50 = 0,00
L51	NUMCD	2	-J	+K1*J51 = 13,04
L52	NUMCD	2	-J	+K1*J52 = 15,65
L53	NUMCD	2	-J	+K1*J53 = 116,51
L54	NUMCD	2	-J	+K1*J54 = 331,28
L55	NUMCD	2	-J	+K1*J55 = 225,20

M1	TXTCE		J	
M3	TXTCC		J	M
M4	TXTCE		J	-----
M6	TXTCC		J	EI
M8	TXTCE		J	-----
M9	NUMCD	2	-J	+L9*G9 = 6,26
M10	NUMCD	2	-J	+L10*G10 = 44,09
M11	NUMCD	2	-J	+L11*G11 = 67,62
M12	NUMCD	2	-J	+L12*G12 = 15,83
M13	NUMCD	2	-J	+L13*G13 = 0,00
M14	NUMCD	2	-J	+L14*G14 = 28,15
M15	NUMCD	2	-J	+L15*G15 = 111,61
M16	NUMCD	2	-J	+L16*G16 = 22,97
M17	NUMCD	2	-J	+L17*G17 = 18,92
M18	NUMCD	2	-J	+L18*G18 = 10,68
M19	NUMCD	2	-J	+L19*G19 = 67,99
M20	TXTCE		J	
M21	NUMCD	2	-J	+L21*G21 = 8,84
M22	NUMCD	2	-J	+L22*G22 = 33,59
M23	NUMCD	2	-J	+L23*G23 = 78,14
M24	NUMCD	2	-J	+L24*G24 = 52,91
M25	NUMCD	2	-J	+L25*G25 = 4,85
M26	NUMCD	2	-J	+L26*G26 = 14,42
M27	NUMCD	2	-J	+L27*G27 = 45,30
M28	NUMCD	2	-J	+L28*G28 = 16,29
M29	TXTCE		J	
M30	NUMCD	2	-J	+L30*G30 = 13,53
M31	NUMCD	2	-J	+L31*G31 = 41,46
M32	NUMCD	2	-J	+L32*G32 = 34,07
M33	NUMCD	2	-J	+L33*G33 = 36,45
M34	NUMCD	2	-J	+L34*G34 = 31,40
M35	NUMCD	2	-J	+L35*G35 = 34,60
M36	NUMCD	2	-J	+L36*G36 = 21,37
M37	NUMCD	2	-J	+L37*G37 = 29,09
M38	NUMCD	2	-J	+L38*G38 = 32,82
M39	NUMCD	2	-J	+L39*G39 = 43,49
M40	TXTCE		J	
M41	TXTCE		J	
M42	NUMCD	2	-J	+L42*G42 = 0,00
M43	NUMCD	2	-J	+L43*G43 = 0,00
M44	NUMCD	2	-J	+L44*G44 = 721,67
M45	TXTCE		J	
M46	NUMCD	2	-J	+L46*G46 = 0,00
M47	NUMCD	2	-J	+L47*G47 = 750,25
M48	TXTCE		J	
M49	NUMCD	2	-J	+L49*G49 = 19,36
M50	NUMCD	2	-J	+L50*G50 = 0,00
M51	NUMCD	2	-J	+L51*G51 = 13,80
M52	NUMCD	2	-J	+L52*G52 = 12,84
M53	NUMCD	2	-J	+L53*G53 = 146,36
M54	NUMCD	2	-J	+L54*G54 = 369,36
M55	NUMCD	2	-J	+L55*G55 = 332,43

N3	TXTEC] N
N4	TXTEE] -----
N6	TXTEC] EF
N8	TXTEE] -----
N9	NUMED	2	-] +H1*C9*(+E1*K9+G1*J9) = 325,32
N10	NUMED	2	-] +H1*C10*(+E1*K9+G1*J10) = 557,85
N11	NUMED	2	-] +H1*C11*(+E1*K9+G1*J11) = 1274,31
N12	NUMED	2	-] +H1*C12*(+E1*K9+G1*J12) = 502,64
N13	NUMED	2	-] +H1*C13*(+E1*K9+G1*J13) = 117,64
N14	NUMED	2	-] +H1*C14*(+E1*K9+G1*J14) = 819,13
N15	NUMED	2	-] +H1*C15*(+E1*K9+G1*J15) = 191,92
N16	NUMED	2	-] +H1*C16*(+E1*K9+G1*J16) = 78,33
N17	NUMED	2	-] +H1*C17*(+E1*K9+G1*(+J17+J31)) = 152,81
N18	NUMED	2	-] +H1*C18*(+E1*K9+G1*J18) = 190,19
N19	NUMED	2	-] +H1*C19*(+E1*K9+G1*(+J19+J32)) = 1392,12
N20	TXTEE]
N21	NUMED	2	-] +H1*C21*(+E1*K21+G1*(J21+J22)) = 371,95
N22	NUMED	2	-] +H1*C22*(+E1*K21+G1*J22) = 270,97
N23	NUMED	2	-] +H1*C23*(+E1*K21+G1*(+J23+J33)) = 435,54
N24	NUMED	2	-] +H1*C24*(+E1*K21+G1*J24) = 306,56
N25	NUMED	2	-] +H1*C25*(+E1*K21+G1*(J25+J28+J37+J38+J39)) = 26,50
N26	NUMED	2	-] +H1*C26*(+E1*K21+G1*(+J26+J34+J35)) = 173,28
N27	NUMED	2	-] +H1*C27*(+E1*K21+G1*(+J27+J36)) = 346,11
N28	NUMED	2	-] +H1*C28*(+E1*K21+G1*(+J28+J37+J38+J39)) = 572,71
N29	TXTEE]
N30	NUMED	2	-] +H1*C30*K30*F1 = 40,26
N31	NUMED	2	-] +H1*C31*K31*F1 = 114,57
N32	NUMED	2	-] +H1*C32*K32*F1 = 68,92
N33	NUMED	2	-] +H1*C33*K33*F1 = 62,37
N34	NUMED	2	-] +H1*C34*K34*F1 = 48,66
N35	NUMED	2	-] +H1*C35*K35*F1 = 64,17
N36	NUMED	2	-] +H1*C36*K36*F1 = 20,94
N37	NUMED	2	-] +H1*C37*K37*F1 = 38,93
N38	NUMED	2	-] +H1*C38*K38*F1 = 234,22
N39	NUMED	2	-] +H1*C39*K39*F1 = 45,65
N40	TXTEE]
N41	TXTEE]
N42	NUMED	2	-] +I1*C42*(+E1*K42+G1*J42) = 357,02
N43	NUMED	2	-] +I1*C43*(+E1*K42+G1*J43) = 1030,38
N44	NUMED	2	-] +I1*C44*(+E1*K42+G1*J44) = 777,63
N45	TXTEE]
N46	NUMED	2	-] +J1*C46*(+E1*K46+G1*J46) = 857,46
N47	NUMED	2	-] +J1*C47*(+E1*K46+G1*J47) = 1393,29
N48	TXTEE]
N49	NUMED	2	-] +K1*C49*(+E1*K49+G1*J49) = 999,45
N50	NUMED	2	-] +K1*C50*(+E1*K49+G1*(+J50+J55)) = 645,26
N51	NUMED	2	-] +K1*C51*(+E1*K49+G1*(+J51+J53)) = 872,85
N52	NUMED	2	-] +K1*C52*(+E1*K49+G1*(J52+J54)) = 769,18
N53	NUMED	2	-] +K1*C53*(+E1*K49+G1*J53) = 339,46
N54	NUMED	2	-] +K1*C54*(+E1*K49+G1*J54) = 885,35
N55	NUMED	2	-] +K1*C55*K55*F1 = 1055,88

01	TXTEC]
03	TXTEC] 0
04	TXTEC] -----
05	TXTEC]
06	TXTEC] NC
08	TXTEC] -----
09	NUMCD	2	-] 2 = 2,00
010	NUMCD	2	-] 571 = 571,00
011	NUMCD	2	-] 589 = 589,00
012	NUMCD	2	-] 123 = 123,00
013	NUMCD	2	-] +01*I13 = ?n?
014	NUMCD	2	-] 304 = 304,00
015	NUMCD	2	-] 1 = 1,00
016	NUMCD	2	-] 2 = 2,00
017	NUMCD	2	-] 342 = 342,00
018	NUMCD	2	-] 123 = 123,00
019	NUMCD	2	-] 638 = 638,00
020	TXTEC]
021	NUMCD	2	-] 70 = 70,00
022	NUMCD	2	-] 88 = 88,00
023	NUMCD	2	-] 579 = 579,00
024	NUMCD	2	-] 325 = 325,00
025	NUMCD	2	-] 1 = 1,00
026	NUMCD	2	-] 140 = 140,00
027	NUMCD	2	-] 211 = 211,00
028	NUMCD	2	-] 123 = 123,00
029	TXTEC]
030	NUMCD	2	-] 228 = 228,00
031	NUMCD	2	-] 649 = 649,00
032	NUMCD	2	-] 333 = 333,00
033	NUMCD	2	-] 263 = 263,00
034	NUMCD	2	-] 263 = 263,00
035	NUMCD	2	-] 281 = 281,00
036	NUMCD	2	-] 35 = 35,00
037	NUMCD	2	-] 140 = 140,00
038	NUMCD	2	-] 176 = 176,00
039	NUMCD	2	-] 35 = 35,00
040	NUMCD	2	-] 6635 = 6635,00
041	TXTEC]
042	NUMCD	2	-] +01*I42 = ?n?
043	NUMCD	2	-] +01*I43 = ?n?
044	NUMCD	2	-] 1 = 1,00
045	NUMCD	2	-] 1 = 1,00
046	NUMCD	2	-] +01*I46 = ?n?
047	NUMCD	2	-] 1 = 1,00
048	NUMCD	2	-] 1 = 1,00
049	NUMCD	2	-] 88 = 88,00
050	NUMCD	2	-] 0 = 0,00
051	NUMCD	2	-] 0 = 0,00
052	NUMCD	2	-] 70 = 70,00
053	NUMCD	2	-] 88 = 88,00
054	NUMCD	2	-] 123 = 123,00
055	NUMCD	2	-] 1 = 1,00

P3	TXTEC] P
P4	TXTEE] -----
P5	TXTEe] PONTUACAO
P6	TXTEC] CONSUMIDOR
P7	TXTEC] ESPECIAL
P8	TXTEE] -----
P9	NUMED	2	-] 52 = 52,00
P10	NUMED	2	-] 86 = 86,00
P11	NUMED	2	-] 175 = 175,00
P12	NUMED	2	-] 77 = 77,00
P13	NUMED	2	-] 0 = 0,00
P14	NUMED	2	-] 115 = 115,00
P15	NUMED	2	-] 90 = 90,00
P16	NUMED	2	-] 114 = 114,00
P17	NUMED	2	-] 60 = 60,00
P18	NUMED	2	-] 48 = 48,00
P19	NUMED	2	-] 69 = 69,00
P21	NUMED	2	-] 0 = 0,00
P22	NUMED	2	-] 29 = 29,00
P23	NUMED	2	-] 128 = 128,00
P24	NUMED	2	-] 25 = 25,00
P25	NUMED	2	-] 25 = 25,00
P26	NUMED	2	-] 0 = 0,00
P27	NUMED	2	-] 61 = 61,00
P28	NUMED	2	-] 0 = 0,00
P30	NUMED	2	-] 36 = 36,00
P31	NUMED	2	-] 63 = 63,00
P32	NUMED	2	-] 100 = 100,00
P33	NUMED	2	-] 19 = 19,00
P34	NUMED	2	-] 5 = 5,00
P35	NUMED	2	-] 0 = 0,00
P36	NUMED	2	-] 39 = 39,00
P37	NUMED	2	-] 48 = 48,00
P38	NUMED	2	-] 9 = 9,00
P39	NUMED	2	-] 53 = 53,00
P40	NUMED	2	-] 359 = 359,00
P42	NUMED	2	-] 0 = 0,00
P43	NUMED	2	-] 0 = 0,00
P44	NUMED	2	-] 90 = 90,00
P45	NUMED	2	-] 90 = 90,00
P46	NUMED	2	-] 0 = 0,00
P47	NUMED	2	-] 90 = 90,00
P48	NUMED	2	-] 90 = 90,00
P49	NUMED	2	-] 0 = 0,00
P50	NUMED	2	-] 0 = 0,00
P51	NUMED	2	-] 25 = 25,00
P52	NUMED	2	-] 44 = 44,00
P53	NUMED	2	-] 66 = 66,00
P54	NUMED	2	-] 0 = 0,00
P55	NUMED	2	-] 90 = 90,00

Q3	TXTCC] Q
Q4	TXTCE] -----
Q5	TXTCC] CAREGAMENTO
Q6	TXTCC] 1%
Q8	TXTCE] -----
Q9	NUMCD	2	-] 38,98 = 38,98
Q10	NUMCD	2	-] 36,99 = 36,99
Q11	NUMCD	2	-] 35,08 = 35,08
Q12	NUMCD	2	-] 34,54 = 34,54
Q13	NUMCD	2	-] 20,41 = 20,41
Q14	NUMCD	2	-] 19,99 = 19,99
Q15	NUMCD	2	-] 13,78 = 13,78
Q16	NUMCD	2	-] 10,66 = 10,66
Q17	NUMCD	2	-] 8,99 = 8,99
Q18	NUMCD	2	-] 4,45 = 4,45
Q19	NUMCD	2	-] 3,65 = 3,65
Q20	TXTCE]
Q21	NUMCD	2	-] 13,27 = 13,27
Q22	NUMCD	2	-] 20,66 = 20,66
Q23	NUMCD	2	-] 19,42 = 19,42
Q24	NUMCD	2	-] 13,90 = 13,90
Q25	NUMCD	2	-] 11,22 = 11,22
Q26	NUMCD	2	-] 3,86 = 3,86
Q27	NUMCD	2	-] 5,66 = 5,66
Q28	NUMCD	2	-] 3,75 = 3,75
Q30	NUMCD	2	-] 41,14 = 41,14
Q31	NUMCD	2	-] 5,59 = 5,59
Q32	NUMCD	2	-] 1,24 = 1,24
Q33	NUMCD	2	-] 4,16 = 4,16
Q34	NUMCD	2	-] 1,78 = 1,78
Q35	NUMCD	2	-] 3,02 = 3,02
Q36	NUMCD	2	-] 5,3 = 5,30
Q37	NUMCD	2	-] 1,35 = 1,35
Q38	NUMCD	2	-] 2,08 = 2,08
Q39	NUMCD	2	-] 2,7 = 2,70
Q40	NUMCD	2	-] 38,98 = 38,98
Q45	NUMCD	2	-] 56,6 = 56,60
Q48	NUMCD	2	-] 32,9 = 32,90
Q55	NUMCD	2	-] 66,00 = 66,00

R1	NUMCD	2	-J	6635 = 6635,00
R3	TXTEC		J	R
R4	TXTEE		J	-----
R5	TXTEC		J	CALCULO
R6	TXTEC		J	FEK
R8	TXTEE		J	-----
R9	NUMCD	2	-J	+D9*J9 = 1183,29
R10	NUMCD	2	-J	+D10*J10 = 7622,85
R11	NUMCD	2	-J	+D11*J11 = 8594,39
R12	NUMCD	2	-J	+D12*J12 = 2702,87
R13	NUMCD	2	-J	+D13*J13 = 0,00
R14	NUMCD	2	-J	+D14*J14 = 4110,36
R15	NUMCD	2	-J	+D15*J15 = 24911,28
R16	NUMCD	2	-J	+D16*J16 = 5293,65
R17	NUMCD	2	-J	+D17*J17 = 4197,55
R18	NUMCD	2	-J	+D18*J18 = 2242,02
R19	NUMCD	2	-J	+D19*J19 = 8656,67
R20	TXTEE		J	
R21	NUMCD	2	-J	+D21*J21 = 1552,54
R22	NUMCD	2	-J	+D22*J22 = 4838,76
R23	NUMCD	2	-J	+D23*J23 = 14749,16
R24	NUMCD	2	-J	+D24*J24 = 10091,53
R25	NUMCD	2	-J	+D25*J25 = 1164,41
R26	NUMCD	2	-J	+D26*J26 = 3105,09
R27	NUMCD	2	-J	+D27*J27 = 8538,99
R28	NUMCD	2	-J	+D28*J28 = 2716,95
R29	TXTEE		J	
R30	NUMCD	2	-J	+D30*J30 = 2638,92
R31	NUMCD	2	-J	+D31*J31 = 7510,78
R32	NUMCD	2	-J	+D32*J32 = 3909,52
R33	NUMCD	2	-J	+D33*J33 = 6147,54
R34	NUMCD	2	-J	+D34*J34 = 6075,97
R35	NUMCD	2	-J	+D35*J35 = 6545,06
R36	NUMCD	2	-J	+D36*J36 = 3783,62
R37	NUMCD	2	-J	+D37*J37 = 4472,64
R38	NUMCD	2	-J	+D38*J38 = 4436,94
R39	NUMCD	2	-J	+D39*J39 = 5562,56
R40	TXTEE		J	
R41	TXTEE		J	
R42	NUMCD	2	-J	+D42*J42 = 0,00
R43	NUMCD	2	-J	+D43*J43 = 0,00
R44	NUMCD	2	-J	+D44*J44 = 4703,53
R45	TXTEE		J	
R46	NUMCD	2	-J	+D46*J46 = 0,00
R47	NUMCD	2	-J	+D47*J47 = 14466,60
R48	TXTEE		J	
R49	NUMCD	2	-J	+D49*J49 = 613,04
R50	NUMCD	2	-J	+D50*J50 = 0,00
R51	NUMCD	2	-J	+D51*J51 = 613,04
R52	NUMCD	2	-J	+D52*J52 = 735,64
R53	NUMCD	2	-J	+D53*J53 = 5476,45
R54	NUMCD	2	-J	+D54*J54 = 15571,09
R55	NUMCD	2	-J	+D55*J55 = 13357,56

S1	NUMED	2	-] i = 1,00
S3	TXTEC] S
S4	TXTEE] -----
S5	TXTEC] CALCULO
S6	TXTEC] DEK
S8	TXTEE] -----
S9	NUMED	2	-] +G9*J9 = 643,62
S10	NUMED	2	-] +G10*J10 = 4535,28
S11	NUMED	2	-] +G11*J11 = 6955,30
S12	NUMED	2	-] +G12*J12 = 1627,80
S13	NUMED	2	-] +G13*J13 = 0,00
S14	NUMED	2	-] +G14*J14 = 2894,96
S15	NUMED	2	-] +G15*J15 = 11479,71
S16	NUMED	2	-] +G16*J16 = 2362,26
S17	NUMED	2	-] +G17*J17 = 1946,57
S18	NUMED	2	-] +G18*J18 = 1098,55
S19	NUMED	2	-] +G19*J19 = 6993,08
S20	TXTEE]
S21	NUMED	2	-] +G21*J21 = 909,22
S22	NUMED	2	-] +G22*J22 = 3455,19
S23	NUMED	2	-] +G23*J23 = 8037,18
S24	NUMED	2	-] +G24*J24 = 5442,46
S25	NUMED	2	-] +G25*J25 = 498,86
S26	NUMED	2	-] +G26*J26 = 1482,83
S27	NUMED	2	-] +G27*J27 = 4659,10
S28	NUMED	2	-] +G28*J28 = 1675,03
S29	TXTEE]
S30	NUMED	2	-] +G30*J30 = 1391,95
S31	NUMED	2	-] +G31*J31 = 4264,06
S32	NUMED	2	-] +G32*J32 = 3504,27
S33	NUMED	2	-] +G33*J33 = 3748,70
S34	NUMED	2	-] +G34*J34 = 3229,78
S35	NUMED	2	-] +G35*J35 = 3558,41
S36	NUMED	2	-] +G36*J36 = 2198,23
S37	NUMED	2	-] +G37*J37 = 2991,76
S38	NUMED	2	-] +G38*J38 = 3376,27
S39	NUMED	2	-] +G39*J39 = 4473,21
S40	TXTEE]
S41	TXTEE]
S42	NUMED	2	-] +G42*J42 = 0,00
S43	NUMED	2	-] +G43*J43 = 0,00
S44	NUMED	2	-] +G44*J44 = 2783,52
S45	TXTEE]
S46	NUMED	2	-] +G46*J46 = 0,00
S47	NUMED	2	-] +G47*J47 = 12159,64
S48	TXTEE]
S49	NUMED	2	-] +G49*J49 = 667,90
S50	NUMED	2	-] +G50*J50 = 0,00
S51	NUMED	2	-] +G51*J51 = 476,31
S52	NUMED	2	-] +G52*J52 = 442,99
S53	NUMED	2	-] +G53*J53 = 5049,92
S54	NUMED	2	-] +G54*J54 = 12743,93
S55	NUMED	2	-] +G55*J55 = 11469,61

T1	NUMCD	2	-J 1 = 1,00
T3	TXTEC		J T
T4	TXTEE		J -----
T5	TXTEC		J CALCULO
T6	TXTEC		J FEC
T8	TXTEE		J -----
T9	NUMCD	2	-J +D9*09 = 24,91
T10	NUMCD	2	-J +D10*010 = 7112,17
T11	NUMCD	2	-J +D11*011 = 7336,37
T12	NUMCD	2	-J +D12*012 = 1532,04
T13	NUMCD	2	-J +D13*013 = 0,00
T14	NUMCD	2	-J +D14*014 = 3786,51
T15	NUMCD	2	-J +D15*015 = 12,46
T16	NUMCD	2	-J +D16*016 = 24,91
T17	NUMCD	2	-J +D17*017 = 4259,83
T18	NUMCD	2	-J +D18*018 = 1532,04
T19	NUMCD	2	-J +D19*019 = 7946,70
T20	TXTEE		J
T21	NUMCD	2	-J +D21*021 = 1811,30
T22	NUMCD	2	-J +D22*022 = 2277,06
T23	NUMCD	2	-J +D23*023 = 14982,04
T24	NUMCD	2	-J +D24*024 = 8409,61
T25	NUMCD	2	-J +D25*025 = 25,88
T26	NUMCD	2	-J +D26*026 = 3622,60
T27	NUMCD	2	-J +D27*027 = 5459,78
T28	NUMCD	2	-J +D28*028 = 3182,71
T29	TXTEE		J
T30	NUMCD	2	-J +D30*030 = 3085,51
T31	NUMCD	2	-J +D31*031 = 8782,88
T32	NUMCD	2	-J +D32*032 = 4567,97
T33	NUMCD	2	-J +D33*033 = 7185,79
T34	NUMCD	2	-J +D34*034 = 7102,14
T35	NUMCD	2	-J +D35*035 = 7663,17
T36	NUMCD	2	-J +D36*036 = 932,58
T37	NUMCD	2	-J +D37*037 = 3794,97
T38	NUMCD	2	-J +D38*038 = 5206,01
T39	NUMCD	2	-J +D39*039 = 1081,61
T40	TXTEE		J
T41	TXTEE		J
T42	NUMCD	2	-J +D42*042 = 0,00
T43	NUMCD	2	-J +D43*043 = 0,00
T44	NUMCD	2	-J +D44*044 = 1,16
T45	TXTEE		J
T46	NUMCD	2	-J +D46*046 = 0,00
T47	NUMCD	2	-J +D47*047 = 1,93
T48	TXTEE		J
T49	NUMCD	2	-J +D49*049 = 719,29
T50	NUMCD	2	-J +D50*050 = 0,00
T51	NUMCD	2	-J +D51*051 = 0,00
T52	NUMCD	2	-J +D52*052 = 572,17
T53	NUMCD	2	-J +D53*053 = 719,29
T54	NUMCD	2	-J +D54*054 = 1005,38
T55	NUMCD	2	-J +D55*055 = 10,31

U1	NUMCD	2	-]	370 = 370,00
U3	TXTEC]	U
U4	TXTEC]	-----
U5	TXTEC]	CALCULO
U6	TXTEC]	DEC
U8	TXTEC]	-----
U9	NUMCD	2	-]	+G9*09 = 13,55
U10	NUMCD	2	-]	+G10*010 = 4231,45
U11	NUMCD	2	-]	+G11*011 = 5937,20
U12	NUMCD	2	-]	+G12*012 = 922,67
U13	NUMCD	2	-]	+G13*013 = 0,00
U14	NUMCD	2	-]	+G14*014 = 2666,87
U15	NUMCD	2	-]	+G15*015 = 5,74
U16	NUMCD	2	-]	+G16*016 = 11,12
U17	NUMCD	2	-]	+G17*017 = 1975,45
U18	NUMCD	2	-]	+G18*018 = 750,68
U19	NUMCD	2	-]	+G19*019 = 6419,54
U20	TXTEC]	
U21	NUMCD	2	-]	+G21*021 = 1060,75
U22	NUMCD	2	-]	+G22*022 = 1625,97
U23	NUMCD	2	-]	+G23*023 = 8164,08
U24	NUMCD	2	-]	+G24*024 = 4535,39
U25	NUMCD	2	-]	+G25*025 = 11,09
U26	NUMCD	2	-]	+G26*026 = 1729,97
U27	NUMCD	2	-]	+G27*027 = 2979,00
U28	NUMCD	2	-]	+G28*028 = 1962,18
U29	TXTEC]	
U30	NUMCD	2	-]	+G30*030 = 1627,51
U31	NUMCD	2	-]	+G31*031 = 4986,26
U32	NUMCD	2	-]	+G32*032 = 4094,46
U33	NUMCD	2	-]	+G33*033 = 4381,82
U34	NUMCD	2	-]	+G34*034 = 3775,25
U35	NUMCD	2	-]	+G35*035 = 4166,31
U36	NUMCD	2	-]	+G36*036 = 541,82
U37	NUMCD	2	-]	+G37*037 = 2538,46
U38	NUMCD	2	-]	+G38*038 = 3961,49
U39	NUMCD	2	-]	+G39*039 = 869,79
U40	TXTEC]	
U41	TXTEC]	
U42	NUMCD	2	-]	+G42*042 = 0,00
U43	NUMCD	2	-]	+G43*043 = 0,00
U44	NUMCD	2	-]	+G44*044 = 0,69
U45	TXTEC]	
U46	NUMCD	2	-]	+G46*046 = 0,00
U47	NUMCD	2	-]	+G47*047 = 1,62
U48	TXTEC]	
U49	NUMCD	2	-]	+G49*049 = 783,66
U50	NUMCD	2	-]	+G50*050 = 0,00
U51	NUMCD	2	-]	+G51*051 = 0,00
U52	NUMCD	2	-]	+G52*052 = 344,55
U53	NUMCD	2	-]	+G53*053 = 663,27
U54	NUMCD	2	-]	+G54*054 = 822,84
U55	NUMCD	2	-]	+G55*055 = 8,86

V3	TXTCC] V
V4	TXTCE] -----
V5	TXTCD] FEK / DEK /
V6	TXTCC] MAIOR
V8	TXTCE] -----
V9	TXTCC] FEK AL2
V10	TXTCE] AL1
V11	TXTCE] AL3
V12	TXTCE] AL4
V13	TXTCE]
V14	TXTCE] DEK AL2
V15	TXTCE] AL1
V16	TXTCE] AL3
V17	TXTCE] AL4
V18	TXTCE]
V19	TXTCE] FEC AL2
V20	TXTCE] AL1
V21	TXTCE] AL3
V22	TXTCE] AL4
V23	TXTCE]
V24	TXTCE] DEC AL2
V25	TXTCE] AL1
V26	TXTCE] AL3
V27	TXTCE] AL4
V29	TXTCE] MAIOR VALOR
V30	TXTCE] CODI/CELESC
V32	TXTCD] FEK
V33	TXTCD] DEK
V34	TXTCD] FEC
V35	TXTCD] DEC
V36	TXTCD] I%
V37	TXTCD] NC
V38	TXTCD] CON.ESP.
V39	TXTCD] CONSUMO
V40	TXTCD] KVAP
V41	TXTCD] KVAS
V42	TXTCD]
V44	TXTCD] MAIOR VALOR
V45	TXTCC] CESP
V47	TXTCD] FEC
V48	TXTCD] DEC
V49	TXTCD] I%
V50	TXTCD] NC
V51	TXTCD] CON.ESP.
V52	TXTCD] KVAT
V53	TXTCD] fb

W3	TXTEC] W
W4	TXTEE] -----
W5	TXTEe] FEC / DEC
W6	TXTEC] VALOR
W8	TXTEE] -----
W9	NUMED	2	-] (+R9+R10+R11+R12+R13+R14+R15+R16+R17+R18+R19+R21+R22 +R23+R24+R25+R26+R27+R28+R30+R31+R32+R33+R34+R35+R36 +R37+R38)/K9 = 16,59
W10	NUMED	2	-] (R42+R43+R44)/K42 = 1,16
W11	NUMED	2	-] (R46+R47)/K46 = 1,93
W12	NUMED	2	-] (R49+R50+R51+R52+R53+R54+R55)/K49 = 8,85
W14	NUMED	2	-] (+S9+S10+S11+S12+S13+S14+S15+S16+S17+S18+S19+S21+S22 +S23+S24+S25+S26+S27+S28+S30+S31+S32+S33+S34+S35+S36 +S37+S38)/K9 = 9,74
W15	NUMED	2	-] (S42+S43+S44)/K42 = 0,69
W16	NUMED	2	-] (S46+S47)/K46 = 1,62
W17	NUMED	2	-] (S49+S50+S51+S52+S53+S54+S55)/K49 = 7,51
W19	NUMED	2	-] (+T9+T10+T11+T12+T13+T14+T15+T16+T17+T18+T19+T21+T22 +T23+T24+T25+T26+T27+T28+T30+T31+T32+T33+T34+T35+T36 +T37+T38+T39)/R1 = 18,50
W20	NUMED	2	-] (T42+T43+T44)/S1 = 1,16
W21	NUMED	2	-] (T46+T47)/T1 = 1,93
W22	NUMED	2	-] (T49+T50+T51+T52+T53+T54+T55)/U1 = 8,18
W24	NUMED	2	-] (+U9+U10+U11+U12+U13+U14+U15+U16+U17+U18+U19+U21+U22 +U23+U24+U25+U26+U27+U28+U30+U31+U32+U33+U34+U35+U36 +U37+U38+U39)/R1 = 11,45
W25	NUMED	2	-] (U42+U43+U44)/S1 = 0,69
W26	NUMED	2	-] (U46+U47)/T1 = 1,62
W27	NUMED	2	-] (U49+U50+U51+U52+U53+U54+U55)/U1 = 7,09
W32	NUMED	2	-] 12,91 = 12,91
W33	NUMED	2	-] 7,58 = 7,58
W34	NUMED	2	-] 14,39 = 14,39
W35	NUMED	2	-] 8,9 = 8,90
W36	NUMED	2	-] 58,00 = 58,00
W37	NUMED	2	-] 6635 = 6635,00
W38	NUMED	2	-] 359 = 359,00
W39	NUMED	2	-] 3146 = 3146,00
W40	NUMED	2	-] 7500 = 7500,00
W41	NUMED	2	-] 5665 = 5665,00
W47	NUMED	2	-] 22,29 = 22,29
W48	NUMED	2	-] 18,17 = 18,17
W49	NUMED	2	-] 66 = 66,00
W50	NUMED	2	-] 649 = 649,00
W51	NUMED	2	-] 128 = 128,00
W52	NUMED	2	-] 1295 = 1295,00
W53	NUMED	2	-] 3,19 = 3,19

Y3	TXTEC] Y
Y4	TXTCE] -----
Y5	TXTCE] I D A D E
Y6	TXTEC] DI/CAM.CRIT.
Y8	TXTCE] -----
Y10	NUMED	2	-] $2*Q40/W36+P40/W38+3*W9/W32+W14/W33+1,5*H40/W40+I40/W41+0,5+0,5 = 10,30$
Y11	NUMED	2	-] $2*Q45/W36+P45/W38+3*W10/W32+W15/W33+1,5*H45/W40+I45/W41+0,5+0,5 = 4,37$
Y12	NUMED	2	-] $2*Q48/W36+P48/W38+3*W11/W32+W16/W33+1,5*H48/W40+I48/W41+0,5+0,5 = 4,55$
Y13	NUMED	2	-] $2*Q56/W36+P56/W38+3*W12/W32+W17/W33+1,5*H56/W40+I56/W41+0,5+0,5 = 7,55$
Y16	NUMED	2	-] $0,17*W19/W34+0,17*W24/W35+0,30*Q40/W36+0,05*R1/W37+0,16*P40/W38+0,15*L40/W39+0,5 = 1,39$
Y17	NUMED	2	-] $0,17*W20/W34+0,17*W25/W35+0,30*Q45/W36+0,05*S1/W37+0,16*P45/W38+0,15*L45/W39+0,5 = 1,01$
Y18	NUMED	2	-] $0,17*W21/W34+0,17*W26/W35+0,30*Q48/W36+0,05*T1/W37+0,16*P48/W38+0,15*L48/W39+0,5 = 0,83$
Y19	NUMED	2	-] $0,17*W22/W34+0,17*W27/W35+0,30*Q56/W36+0,05*U1/W37+0,16*P56/W38+0,15*L56/W39+0,5 = 1,19$
Y22	NUMED	2	-] $5*D9+3*(D21-D9)+2*(C30+C31+C32+C33+C34+C35+C36+C37+C38+C39) = 131,37$
Y23	NUMED	2	-] $5*D42 = 5,81$
Y24	NUMED	2	-] $5*D46 = 9,64$
Y25	NUMED	2	-] $5*D49+2*C55 = 45,15$
Y26	TXTEC]]
Y27	TXTEC]]
Y28	TXTEC]]
Y29	TXTEC]]

X3	TXTEC] X
X4	TXTEC] -----
X5	TXTEC] P R I O R
X6	TXTEC] CELESC/MP CODI
X8	TXTEC] -----
X9	TXTEC] CELESC
X10	TXTEC] AL2
X11	TXTEC] AL1
X12	TXTEC] AL3
X13	TXTEC] AL4
X14	TXTEC]
X15	TXTEC] MP CODI
X16	TXTEC] AL2
X17	TXTEC] AL1
X18	TXTEC] AL3
X19	TXTEC] AL4
X20	TXTEC]
X21	TXTEC] CAM.CRIT.
X22	TXTEC] AL2
X23	TXTEC] AL1
X24	TXTEC] AL3
X25	TXTEC] AL4

Z3	TXTCC		J Z
Z4	TXTCE		J -----
Z5	TXTCE		J PRIORIDADE
Z6	TXTCC		J CESP
Z8	TXTCE		J -----
Z21	NUMCD	2	-J $1,5*G21/W48+1,5*D21/W47+0,5*Q21/W49+021/W50+2,5*P21/W51+J21/W52+1,5*C21/W53 = 4,39$
Z22	NUMCD	2	-J $1,5*G22/W48+1,5*D22/W47+0,5*Q22/W49+022/W50+2,5*P22/W51+J22/W52+1,5*C22/W53 = 5,15$
Z23	NUMCD	2	-J $1,5*G23/W48+1,5*D23/W47+0,5*Q23/W49+023/W50+2,5*P23/W51+J23/W52+1,5*C23/W53 = 7,74$
Z24	NUMCD	2	-J $1,5*G24/W48+1,5*D24/W47+0,5*Q24/W49+024/W50+2,5*P24/W51+J24/W52+1,5*C24/W53 = 5,11$
Z25	NUMCD	2	-J $1,5*G25/W48+1,5*D25/W47+0,5*Q25/W49+025/W50+2,5*P25/W51+J25/W52+1,5*C25/W53 = 3,32$
Z26	NUMCD	2	-J $1,5*G26/W48+1,5*D26/W47+0,5*Q26/W49+026/W50+2,5*P26/W51+J26/W52+1,5*C26/W53 = 3,49$
Z27	NUMCD	2	-J $1,5*G27/W48+1,5*D27/W47+0,5*Q27/W49+027/W50+2,5*P27/W51+J27/W52+1,5*C27/W53 = 5,58$
Z28	NUMCD	2	-J $1,5*G28/W48+1,5*D28/W47+0,5*Q28/W49+028/W50+2,5*P28/W51+J28/W52+1,5*C28/W53 = 4,65$
Z29	TXTCE		J
Z30	NUMCD	2	-J $1,5*G30/W48+1,5*D30/W47+0,5*Q30/W49+030/W50+2,5*P30/W51+J30/W52+1,5*C30/W53 = 3,52$
Z31	NUMCD	2	-J $1,5*G31/W48+1,5*D31/W47+0,5*Q31/W49+031/W50+2,5*P31/W51+J31/W52+1,5*C31/W53 = 4,75$
Z32	NUMCD	2	-J $1,5*G32/W48+1,5*D32/W47+0,5*Q32/W49+032/W50+2,5*P32/W51+J32/W52+1,5*C32/W53 = 5,23$
Z33	NUMCD	2	-J $1,5*G33/W48+1,5*D33/W47+0,5*Q33/W49+033/W50+2,5*P33/W51+J33/W52+1,5*C33/W53 = 4,88$
Z34	NUMCD	2	-J $1,5*G34/W48+1,5*D34/W47+0,5*Q34/W49+034/W50+2,5*P34/W51+J34/W52+1,5*C34/W53 = 4,22$
Z35	NUMCD	2	-J $1,5*G35/W48+1,5*D35/W47+0,5*Q35/W49+035/W50+2,5*P35/W51+J35/W52+1,5*C35/W53 = 4,36$
Z36	NUMCD	2	-J $1,5*G36/W48+1,5*D36/W47+0,5*Q36/W49+036/W50+2,5*P36/W51+J36/W52+1,5*C36/W53 = 4,40$
Z37	NUMCD	2	-J $1,5*G37/W48+1,5*D37/W47+0,5*Q37/W49+037/W50+2,5*P37/W51+J37/W52+1,5*C37/W53 = 5,19$
Z38	NUMCD	2	-J $1,5*G38/W48+1,5*D38/W47+0,5*Q38/W49+038/W50+2,5*P38/W51+J38/W52+1,5*C38/W53 = 6,17$
Z39	NUMCD	2	-J $1,5*G39/W48+1,5*D39/W47+0,5*Q39/W49+039/W50+2,5*P39/W51+J39/W52+1,5*C39/W53 = 6,00$
Z55	NUMCD	2	-J $1,5*G55/W48+1,5*D55/W47+0,5*Q55/W49+055/W50+2,5*P55/W51+J55/W52+1,5*C55/W53 = 5,69$

AG4	TXTCE] -----	
AG5	TXTCD] RECUR	
AG6	TXTCD] MANUT	
AG8	TXTCE] -----	
AG9	NUMCD	2	-] +B9*((AM9-0,114)/0,228+1) =	4,25
AG10	NUMCD	2	-] +B10*((AM10-0,114)/0,228+1) =	6,00
AG11	NUMCD	2	-] +B11*((AM11-0,114)/0,228+1) =	13,35
AG12	NUMCD	2	-] +B12*((AM12-0,114)/0,228+1) =	6,25
AG13	NUMCD	2	-] +B13*((AM13-0,114)/0,228+1) =	1,60
AG14	NUMCD	2	-] +B14*((AM14-0,114)/0,228+1) =	9,75
AG15	NUMCD	2	-] +B15*((AM15-0,114)/0,228+1) =	1,40
AG16	NUMCD	2	-] +B16*((AM16-0,114)/0,228+1) =	0,90
AG17	NUMCD	2	-] +B17*((AM17-0,114)/0,228+1) =	1,50
AG18	NUMCD	2	-] +B18*((AM18-0,114)/0,228+1) =	2,40
AG19	NUMCD	2	-] +B19*((AM19-0,114)/0,228+1) =	13,30
AG20	TXTCE]	
AG21	NUMCD	2	-] +B21*((AM21-0,114)/0,228+1) =	11,80
AG22	NUMCD	2	-] +B22*((AM22-0,114)/0,228+1) =	9,15
AG23	NUMCD	2	-] +B23*((AM23-0,114)/0,228+1) =	8,90
AG24	NUMCD	2	-] +B24*((AM24-0,114)/0,228+1) =	8,50
AG25	NUMCD	2	-] +B25*((AM25-0,114)/0,228+1) =	0,60
AG26	NUMCD	2	-] +B26*((AM26-0,114)/0,228+1) =	4,10
AG27	NUMCD	2	-] +B27*((AM27-0,114)/0,228+1) =	8,95
AG28	NUMCD	2	-] +B28*((AM28-0,114)/0,228+1) =	13,40
AG29	TXTCE]	
AG30	NUMCD	2	-] +B30*((AM30-0,114)/0,228+1) =	5,25
AG31	NUMCD	2	-] +B31*((AM31-0,114)/0,228+1) =	5,25
AG32	NUMCD	2	-] +B32*((AM32-0,114)/0,228+1) =	6,15
AG33	NUMCD	2	-] +B33*((AM33-0,114)/0,228+1) =	7,05
AG34	NUMCD	2	-] +B34*((AM34-0,114)/0,228+1) =	5,50
AG35	NUMCD	2	-] +B35*((AM35-0,114)/0,228+1) =	6,80
AG36	NUMCD	2	-] +B36*((AM36-0,114)/0,228+1) =	3,75
AG37	NUMCD	2	-] +B37*((AM37-0,114)/0,228+1) =	6,00
AG38	NUMCD	2	-] +B38*((AM38-0,114)/0,228+1) =	18,05
AG39	NUMCD	2	-] +B39*((AM39-0,114)/0,228+1) =	6,45
AG40	TXTCE]	
AG41	TXTCE]	
AG42	NUMCD	2	-] +B42*((AM42-0,114)/0,228+1) =	1,58
AG43	NUMCD	2	-] +B43*((AM43-0,114)/0,228+1) =	4,56
AG44	NUMCD	2	-] +B44*((AM44-0,114)/0,228+1) =	0,66
AG45	TXTCE]	
AG46	NUMCD	2	-] +B46*((AM46-0,114)/0,228+1) =	8,60
AG47	NUMCD	2	-] +B47*((AM47-0,114)/0,228+1) =	2,68
AG48	TXTCE]	
AG49	NUMCD	2	-] +B49*((AM49-0,114)/0,228+1) =	15,82
AG50	NUMCD	2	-] +B50*((AM50-0,114)/0,228+1) =	4,73
AG51	NUMCD	2	-] +B51*((AM51-0,114)/0,228+1) =	8,44
AG52	NUMCD	2	-] +B52*((AM52-0,114)/0,228+1) =	4,31
AG53	NUMCD	2	-] +B53*((AM53-0,114)/0,228+1) =	3,43
AG54	NUMCD	2	-] +B54*((AM54-0,114)/0,228+1) =	5,11
AG55	NUMCD	2	-] +B55*((AM55-0,114)/0,228+1) =	10,96

AM4	TXTEC]	-----	
AM5	TXTEC]	TAXA	
AM6	TXTEC]	FALHA	
AM8	TXTEC]	-----	
AM9	NUMCD	3	-]	1,026 = 1,026	
AM10	NUMCD	3	-]	1,026 = 1,026	
AM11	NUMCD	3	-]	1,026 = 1,026	
AM12	NUMCD	3	-]	1,026 = 1,026	
AM13	NUMCD	3	-]	1,026 = 1,026	
AM14	NUMCD	3	-]	1,026 = 1,026	
AM15	NUMCD	3	-]	1,026 = 1,026	
AM16	NUMCD	3	-]	1,026 = 1,026	
AM17	NUMCD	3	-]	1,026 = 1,026	
AM18	NUMCD	3	-]	1,026 = 1,026	
AM19	NUMCD	3	-]	1,026 = 1,026	
AM20	NUMCD	3	-]	1,026 = 1,026	
AM21	NUMCD	3	-]	1,026 = 1,026	
AM22	NUMCD	3	-]	1,026 = 1,026	
AM23	NUMCD	3	-]	1,026 = 1,026	
AM24	NUMCD	3	-]	1,026 = 1,026	
AM25	NUMCD	3	-]	1,026 = 1,026	
AM26	NUMCD	3	-]	1,026 = 1,026	
AM27	NUMCD	3	-]	1,026 = 1,026	
AM28	NUMCD	3	-]	1,026 = 1,026	
AM29	NUMCD	3	-]	1,026 = 1,026	
AM30	NUMCD	3	-]	1,026 = 1,026	
AM31	NUMCD	3	-]	1,026 = 1,026	
AM32	NUMCD	3	-]	1,026 = 1,026	
AM33	NUMCD	3	-]	1,026 = 1,026	
AM34	NUMCD	3	-]	1,026 = 1,026	
AM35	NUMCD	3	-]	1,026 = 1,026	
AM36	NUMCD	3	-]	1,026 = 1,026	
AM37	NUMCD	3	-]	1,026 = 1,026	
AM38	NUMCD	3	-]	1,026 = 1,026	
AM39	NUMCD	3	-]	1,026 = 1,026	
AM40	NUMCD	3	-]	,114 = 0,114	
AM41	NUMCD	3	-]	,114 = 0,114	
AM42	NUMCD	3	-]	,342 = 0,342	
AM43	NUMCD	3	-]	,342 = 0,342	
AM44	NUMCD	3	-]	,342 = 0,342	
AM45	NUMCD	3	-]	,342 = 0,342	
AM46	NUMCD	3	-]	,342 = 0,342	
AM47	NUMCD	3	-]	,342 = 0,342	
AM48	NUMCD	3	-]	,342 = 0,342	
AM49	NUMCD	3	-]	,684 = 0,684	
AM50	NUMCD	3	-]	,684 = 0,684	
AM51	NUMCD	3	-]	,684 = 0,684	
AM52	NUMCD	3	-]	,684 = 0,684	
AM53	NUMCD	3	-]	,684 = 0,684	
AM54	NUMCD	3	-]	,684 = 0,684	
AM55	NUMCD	3	-]	,684 = 0,684	

AR4	TXTCE]	-----
AR5	TXTCD]	
AR6	TXTCD]	Ib
AR8	TXTCE]	-----
AR9	NUMCD	2	-]	+D9 = 12,46
AR10	TXTCE]	
AR11	TXTCE]	
AR12	TXTCE]	
AR13	TXTCE]	
AR14	TXTCE]	
AR15	TXTCE]	
AR16	TXTCE]	
AR17	TXTCE]	
AR18	TXTCE]	
AR19	TXTCE]	
AR20	TXTCE]	
AR21	NUMCD	2	-]	+D21-D9 = 13,42
AR22	TXTCE]	
AR23	TXTCE]	
AR24	TXTCE]	
AR25	TXTCE]	
AR26	TXTCE]	
AR27	TXTCE]	
AR28	TXTCE]	
AR29	TXTCE]	
AR30	NUMCD	2	-]	+D30-D9 = 1,08
AR31	NUMCD	2	-]	+D31-D9 = 1,08
AR32	NUMCD	2	-]	+D32-D9 = 1,26
AR33	NUMCD	2	-]	+D33-D21 = 1,45
AR34	NUMCD	2	-]	+D34-D21 = 1,13
AR35	NUMCD	2	-]	+D35-D21 = 1,40
AR36	NUMCD	2	-]	+D36-D21 = 0,77
AR37	NUMCD	2	-]	+D37-D21 = 1,23
AR38	NUMCD	2	-]	+D38-D21 = 3,70
AR39	NUMCD	2	-]	+D39-D38 = 1,32
AR40	TXTCE]	
AR41	TXTCE]	
AR42	NUMCD	2	-]	+D42 = 1,16
AR43	TXTCE]	
AR44	TXTCE]	
AR45	TXTCE]	
AR46	NUMCD	2	-]	+D46 = 1,93
AR47	TXTCE]	
AR48	TXTCE]	
AR49	NUMCD	2	-]	+D49 = 8,17
AR50	TXTCE]	
AR51	TXTCE]	
AR52	TXTCE]	
AR53	TXTCE]	
AR54	TXTCE]	
AR55	NUMCD	2	-]	+D55-D49 = 2,14

Biblioteca Universitária
UFSC

AS4	TXTCE]	-----
AS5	TXTCE]	
AS6	TXTCE]	EF/KM
AS8	TXTCE]	-----
AS9	NUMCC	0 -]	(+N9+N10+N11+N12+N13+N14+N15+N16+N17+N18+N19)/12,1 = 461
AS10	TXTCE]	
AS11	TXTCE]	
AS12	TXTCE]	
AS13	TXTCE]	
AS14	TXTCE]	
AS15	TXTCE]	
AS16	TXTCE]	
AS17	TXTCE]	
AS18	TXTCE]	
AS19	TXTCE]	
AS20	TXTCE]	
AS21	NUMCC	0 -]	(+N21+N22+N23+N24+N25+N26+N27+N28)/13,08 = 191
AS22	TXTCE]	
AS23	TXTCE]	
AS24	TXTCE]	
AS25	TXTCE]	
AS26	TXTCE]	
AS27	TXTCE]	
AS28	TXTCE]	
AS29	TXTCE]	
AS30	NUMCC	0 -]	+N30/B30 = 38
AS31	NUMCC	0 -]	+N31/B31 = 109
AS32	NUMCC	0 -]	+N32/B32 = 56
AS33	NUMCC	0 -]	+N33/B33 = 44
AS34	NUMCC	0 -]	+N34/B34 = 44
AS35	NUMCC	0 -]	+N35/B35 = 47
AS36	NUMCC	0 -]	+N36/B36 = 28
AS37	NUMCC	0 -]	+N37/B37 = 32
AS38	NUMCC	0 -]	+N38/B38 = 65
AS39	NUMCC	0 -]	+N39/B39 = 35
AS40	TXTCE]	
AS41	TXTCE]	
AS42	NUMCC	0 -]	(+N42+N43+N44)/3,4 = 637
AS43	TXTCE]	
AS44	TXTCE]	
AS45	TXTCE]	
AS46	NUMCC	0 -]	(+N46+N47)/5,4 = 417
AS47	TXTCE]	
AS48	TXTCE]	
AS49	NUMCC	0 -]	(+N49+N50+N51+N52+N53+N54+N55)/11,95 = 466
AS50	TXTCE]	
AS51	TXTCE]	
AS52	TXTCE]	
AS53	TXTCE]	
AS54	TXTCE]	
AS55	NUMCC	0 -]	+N55/B55 = 337

AZ4	TXTE]	-----
AZ5	TXTE]	
AZ6	TXTE]	EF/KM
AZ8	TXTE]	-----
AZ9	NUMC	0	-] (N9-BL9)/B9 = 340
AZ10	NUMC	0	-] (N10-BL10)/B10 = 413
AZ11	NUMC	0	-] (N11-BL11)/B11 = 424
AZ12	NUMC	0	-] (N12-BL12)/B12 = 357
AZ13	NUMC	0	-] (N13-BL13)/B13 = 327
AZ14	NUMC	0	-] (N14-BL14)/B14 = 373
AZ15	NUMC	0	-] (N15-BL15)/B15 = 609
AZ16	NUMC	0	-] (N16-BL16)/B16 = 387
AZ17	NUMC	0	-] (N17-BL17)/B17 = 453
AZ18	NUMC	0	-] (N18-BL18)/B18 = 352
AZ19	NUMC	0	-] (N19-BL19)/B19 = 465
AZ20	TXTE]	
AZ21	NUMC	0	-] (N21-BL21)/B21 = 140
AZ22	NUMC	0	-] (N22-BL22)/B22 = 132
AZ23	NUMC	0	-] (N23-BL23)/B23 = 217
AZ24	NUMC	0	-] (N24-BL24)/B24 = 160
AZ25	NUMC	0	-] (N25-BL25)/B25 = 196
AZ26	NUMC	0	-] (N26-BL26)/B26 = 188
AZ27	NUMC	0	-] (N27-BL27)/B27 = 172
AZ28	NUMC	0	-] (N28-BL28)/B28 = 190
AZ29	TXTE]	
AZ30	NUMC	0	-] (N30-BL30)/B30 = 34
AZ31	NUMC	0	-] (N31-BL31)/B31 = 97
AZ32	NUMC	0	-] (N32-BL32)/B32 = 50
AZ33	NUMC	0	-] (N33-BL33)/B33 = 39
AZ34	NUMC	0	-] (N34-BL34)/B34 = 39
AZ35	NUMC	0	-] (N35-BL35)/B35 = 42
AZ36	NUMC	0	-] (N36-BL36)/B36 = 25
AZ37	NUMC	0	-] (N37-BL37)/B37 = 29
AZ38	NUMC	0	-] (N38-BL38)/B38 = 58
AZ39	NUMC	0	-] (N39-BL39)/B39 = 31
AZ40	TXTE]	
AZ41	TXTE]	
AZ42	NUMC	0	-] (N42-BL42)/B42 = 301
AZ43	NUMC	0	-] (N43-BL43)/B43 = 301
AZ44	NUMC	0	-] (N44-BL44)/B44 = 1571
AZ45	TXTE]	
AZ46	NUMC	0	-] (N46-BL46)/B46 = 133
AZ47	NUMC	0	-] (N47-BL47)/B47 = 693
AZ48	TXTE]	
AZ49	NUMC	0	-] (N49-BL49)/B49 = 184
AZ50	NUMC	0	-] (N50-BL50)/B50 = 398
AZ51	NUMC	0	-] (N51-BL51)/B51 = 302
AZ52	NUMC	0	-] (N52-BL52)/B52 = 521
AZ53	NUMC	0	-] (N53-BL53)/B53 = 289
AZ54	NUMC	0	-] (N54-BL54)/B54 = 505
AZ55	NUMC	0	-] (N55-BL55)/B55 = 281

BL3	TXTEC	J	
BL4	TXTEC	J	-----
BL5	TXTEC	J	s0
BL6	TXTEC	J	EF
BL8	TXTEC	J	-----
BL9	NUMCD	2	-J +H1*C9*(+E1*K9+G1*J9) = 36,15
BL10	NUMCD	2	-J +H1*C10*(+E1*K9+G1*J10) = 61,98
BL11	NUMCD	2	-J +H1*C11*(+E1*K9+G1*J11) = 141,59
BL12	NUMCD	2	-J +H1*C12*(+E1*K9+G1*J12) = 55,85
BL13	NUMCD	2	-J +H1*C13*(+E1*K9+G1*J13) = 13,07
BL14	NUMCD	2	-J +H1*C14*(+E1*K9+G1*J14) = 91,01
BL15	NUMCD	2	-J +H1*C15*(+E1*K9+G1*J15) = 21,32
BL16	NUMCD	2	-J +H1*C16*(+E1*K9+G1*J16) = 8,70
BL17	NUMCD	2	-J +H1*C17*(+E1*K9+G1*(+J17+J31)) = 16,98
BL18	NUMCD	2	-J +H1*C18*(+E1*K9+G1*J18) = 21,13
BL19	NUMCD	2	-J +H1*C19*(+E1*K9+G1*(+J19+J32)) = 154,68
BL20	TXTEC	J	
BL21	NUMCD	2	-J +H1*C21*(+E1*K21+G1*(J21+J22)) = 41,33
BL22	NUMCD	2	-J +H1*C22*(+E1*K21+G1*J22) = 30,11
BL23	NUMCD	2	-J +H1*C23*(+E1*K21+G1*(+J23+J33)) = 48,39
BL24	NUMCD	2	-J +H1*C24*(+E1*K21+G1*J24) = 34,06
BL25	NUMCD	2	-J +H1*C25*(+E1*K21+G1*(J25+J28+J37+J38+J39)) = 2,94
BL26	NUMCD	2	-J +H1*C26*(+E1*K21+G1*(+J26+J34+J35)) = 19,25
BL27	NUMCD	2	-J +H1*C27*(+E1*K21+G1*(+J27+J36)) = 38,46
BL28	NUMCD	2	-J +H1*C28*(+E1*K21+G1*(+J28+J37+J38+J39)) = 63,63
BL29	TXTEC	J	
BL30	NUMCD	2	-J +H1*C30*K30*F1 = 4,47
BL31	NUMCD	2	-J +H1*C31*K31*F1 = 12,73
BL32	NUMCD	2	-J +H1*C32*K32*F1 = 7,66
BL33	NUMCD	2	-J +H1*C33*K33*F1 = 6,93
BL34	NUMCD	2	-J +H1*C34*K34*F1 = 5,41
BL35	NUMCD	2	-J +H1*C35*K35*F1 = 7,13
BL36	NUMCD	2	-J +H1*C36*K36*F1 = 2,33
BL37	NUMCD	2	-J +H1*C37*K37*F1 = 4,33
BL38	NUMCD	2	-J +H1*C38*K38*F1 = 26,02
BL39	NUMCD	2	-J +H1*C39*K39*F1 = 5,07
BL40	TXTEC	J	
BL41	TXTEC	J	
BL42	NUMCD	2	-J +I1*C42*(+E1*K42+G1*J42) = 119,01
BL43	NUMCD	2	-J +I1*C43*(+E1*K42+G1*J43) = 343,46
BL44	NUMCD	2	-J +I1*C44*(+E1*K42+G1*J44) = 259,21
BL45	TXTEC	J	
BL46	NUMCD	2	-J +J1*C46*(+E1*K46+G1*J46) = 285,82
BL47	NUMCD	2	-J +J1*C47*(+E1*K46+G1*J47) = 464,43
BL48	TXTEC	J	
BL49	NUMCD	2	-J +K1*C49*(+E1*K49+G1*J49) = 166,58
BL50	NUMCD	2	-J +K1*C50*(+E1*K49+G1*(+J50+J55)) = 107,54
BL51	NUMCD	2	-J +K1*C51*(+E1*K49+G1*(+J51+J53)) = 145,47
BL52	NUMCD	2	-J +K1*C52*(+E1*K49+G1*(J52+J54)) = 128,20
BL53	NUMCD	2	-J +K1*C53*(+E1*K49+G1*J53) = 56,58
BL54	NUMCD	2	-J +K1*C54*(+E1*K49+G1*J54) = 147,56
BL55	NUMCD	2	-J +K1*C55*K55*F1 = 175,98

A1	TXTCC]	E1=t1
A2	TXTCC]	F1=tr
B1	TXTCC]	G1=te
C1	TXTCE]	H1=FdA2
C2	TXTCE]	I1=FdA1
D1	TXTCE]	J1=FdA3
D2	TXTCE]	I1=FdA4
E1	NUMCD	3	-]	0,42 = 0,420
F1	NUMCD	3	-]	2,19 = 2,190
G1	NUMCD	2	-]	1,77 = 1,77
H1	NUMCD	4	-]	0,0875 = 0,0875
I1	NUMCD	4	-]	0,7778 = 0,7778
J1	NUMCD	4	-]	0,1851 = 0,1851
K1	NUMCD	4	-]	0,1739 = 0,1739

ENTRADA DE DADOS : TAXA DE FALHA

ENTRAR COM
TAXA DE FALHA

BLOCOS	TAXA FALHA
..D2-06	1,026
..06-09	1,026
..09-40	1,026
..40-20	1,026
..10-11	1,026
..11-12	1,026
..41-42	1,026
..12-13	1,026
..13-18	1,026
..15-17	1,026
..17-18	1,026
	1,026
.20-22	1,026
.21-J	1,026
.24-27	1,026
.22-23	1,026
.23-29	1,026
.25-27	1,026
.29-38	1,026
.30-43	1,026
	1,026
..07-08	1,026
..14-J	1,026
..16-J	1,026
.28-J	1,026
.26-J	1,026
.44-J	1,026
.45-J	1,026
31-J	1,026
43-46	1,026
46-J	1,026
	0,114
	0,114
D1-01	0,342
01-05	0,342
04-05	0,342
	0,342
D3-39	0,342
39-33	0,342
	0,342
D4-32	0,684
32-35	0,684
35-36	0,684
36-38	0,684
37-J	0,684
47-48	0,684
34-J	0,684

SAIDA 1 : MPCODI / MPCELESC / CAMINHOS CRITICOS

BLOCOS	TAXA FALHA	RECUR MANUT	I N D I C E S			P R I O R I D A D E MP CODI E CELESC E CAM.CRIT.		
..D2-06	1,026	4,25	F EK	AL2	16,59	MP	CELESC	
..06-09	1,026	6,00		AL1	1,16		AL2	10,30
..09-40	1,026	13,35		AL3	1,93		AL1	4,37
..40-20	1,026	6,25		AL4	8,85		AL3	4,55
..10-11	1,026	1,60					AL4	7,55
..11-12	1,026	9,75	DEK	AL2	9,74			
..41-42	1,026	1,40		AL1	0,69	MP	CODI	
..12-13	1,026	0,90		AL3	1,62		AL2	1,39
..13-18	1,026	1,50		AL4	7,51		AL1	1,01
..15-17	1,026	2,40					AL3	0,83
..17-18	1,026	13,30	F EC	AL2	18,50		AL4	1,19
				AL1	1,16			
..20-22	1,026	11,80		AL3	1,93	CAM.	CRIT.	
..21-J	1,026	9,15		AL4	8,18		AL2	131,37
..24-27	1,026	8,90					AL1	5,81
..22-23	1,026	8,50	DE C	AL2	11,45		AL3	9,64
..23-29	1,026	0,60		AL1	0,69		AL4	45,15
..25-27	1,026	4,10		AL3	1,62			
..29-38	1,026	8,95		AL4	7,09			
..30-43	1,026	13,40						
..07-08	1,026	5,25	I N D I C E S			M A I O R		
..14-J	1,026	5,25	D O			V A L O R		
..16-J	1,026	6,15	S I S T E M A					
..28-J	1,026	7,05				F EK		12,91
..26-J	1,026	5,50				DEK		7,58
..44-J	1,026	6,80	DEKs		5,72	F EC		14,39
..45-J	1,026	3,75	F EKs		8,77	DE C		8,90
..31-J	1,026	6,00	DECs		11,21	I Z		58,00
43-46	1,026	18,05	F ECs		17,95	NC		6635,00
..46-J	1,026	6,45	s		0,848	CON.ESP.		359,00
			EFs		18828	CONSUMO		3146,00
			SDJ		23,72	KVAP		7500,00
D1-01	0,342	1,58				KVAS		5665,00
01-05	0,342	4,56						
04-05	0,342	0,66						
D3-39	0,342	8,60						
39-33	0,342	2,68						
D4-32	0,684	15,82						
32-35	0,684	4,73						
35-36	0,684	8,44						
36-38	0,684	4,31						
..37-J	0,684	3,43						
47-48	0,684	5,11						
..34-J	0,684	10,96						

SAIDA2 : METODOLOGIA CESP

BLOCOS	TAXA FALHA	RECUR MANUT	PRIOR. CESP	I N D I C E S		
..D2-06	1,026	4,25		FEK AL2		16,59
..06-09	1,026	6,00		AL1		1,16
..09-40	1,026	13,35		AL3		1,93
..40-20	1,026	6,25		AL4		8,85
..10-11	1,026	1,60				
..11-12	1,026	9,75		DEK AL2		9,74
..41-42	1,026	1,40		AL1		0,69
..12-13	1,026	0,90		AL3		1,62
..13-18	1,026	1,50		AL4		7,51
..15-17	1,026	2,40				
..17-18	1,026	13,30		FEC AL2		18,50
				AL1		1,16
.20-22	1,026	11,80	4,39	AL3		1,93
.21-J	1,026	9,15	5,15	AL4		8,18
.24-27	1,026	8,90	7,74			
.22-23	1,026	8,50	5,11	DEC AL2		11,45
.23-29	1,026	0,60	3,32	AL1		0,69
.25-27	1,026	4,10	3,49	AL3		1,62
.29-38	1,026	8,95	5,58	AL4		7,09
.30-43	1,026	13,40	4,65			
..07-08	1,026	5,25	3,52	I N D I C E S		
..14-J	1,026	5,25	4,75	D O		
..16-J	1,026	6,15	5,23	S I S T E M A		
.28-J	1,026	7,05	4,88			
.26-J	1,026	5,50	4,22			
.44-J	1,026	6,80	4,36	DEKs		5,72
.45-J	1,026	3,75	4,40	FEKs		8,77
31-J	1,026	6,00	5,19	DECs		11,21
43-46	1,026	18,05	6,17	FECs		17,95
46-J	1,026	6,45	6,00	s		0,848
				EFs		18828
				SDJ		23,72
D1-01	0,342	1,58				
01-05	0,342	4,56				
04-05	0,342	0,66				
				MAIOR		VALOR
D3-39	0,342	8,60				
39-33	0,342	2,68		FEC		22,29
				DEC		18,17
D4-32	0,684	15,82		IX		66,00
32-35	0,684	4,73		NC		649,00
35-36	0,684	8,44		CON.ESP.		128,00
36-38	0,684	4,31		KVAT		1295,00
37-J	0,684	3,43		fb		3,19
47-48	0,684	5,11				
34-J	0,684	10,96	5,69			

SAIDA3 : POLITICA1 / HIERARQUIZACAO POLITICA 2

BLOCOS	TAXA FALHA	RECUR MANUT	EF/KM
..02-06	1,026	4,25	340
..06-09	1,026	6,00	413
..09-40	1,026	13,35	424
..40-20	1,026	6,25	357
..10-11	1,026	1,60	327
..11-12	1,026	9,75	373
..41-42	1,026	1,40	609
..12-13	1,026	0,90	387
..13-18	1,026	1,50	453
..15-17	1,026	2,40	352
..17-18	1,026	13,30	465
..20-22	1,026	11,80	140
..21-J	1,026	9,15	132
..24-27	1,026	8,90	217
..22-23	1,026	8,50	160
..23-29	1,026	0,60	196
..25-27	1,026	4,10	188
..29-38	1,026	8,95	172
..30-43	1,026	13,40	190
..07-08	1,026	5,25	34
..14-J	1,026	5,25	97
..16-J	1,026	6,15	50
..28-J	1,026	7,05	39
..26-J	1,026	5,50	39
..44-J	1,026	6,80	42
..45-J	1,026	3,75	25
31-J	1,026	6,00	29
43-46	1,026	18,05	58
46-J	1,026	6,45	31
D1-01	0,342	1,58	301
01-05	0,342	4,56	301
04-05	0,342	0,66	1571
D3-39	0,342	8,60	133
39-33	0,342	2,68	693
D4-32	0,684	15,82	184
32-35	0,684	4,73	398
35-36	0,684	8,44	302
36-38	0,684	4,31	521
37-J	0,684	3,43	289
47-48	0,684	5,11	505
34-J	0,684	10,96	281

BLOCOS	TAXA FALHA	RECUR MANUT	Ib	EF/KM	I N D I C E S	
..D2-06	1,026	4,25	12,46	461	FEK AL2	16,59
..06-09	1,026	6,00			AL1	1,16
..09-40	1,026	13,35			AL3	1,93
..40-20	1,026	6,25			AL4	8,85
..10-11	1,026	1,60				
..11-12	1,026	9,75			DEK AL2	9,74
..41-42	1,026	1,40			AL1	0,69
..12-13	1,026	0,90			AL3	1,62
..13-18	1,026	1,50			AL4	7,51
..15-17	1,026	2,40				
..17-18	1,026	13,30			FEC AL2	18,50
					AL1	1,16
.20-22	1,026	11,80	13,42	191	AL3	1,93
.21-J	1,026	9,15			AL4	8,18
.24-27	1,026	8,90				
.22-23	1,026	8,50			DEC AL2	11,45
.23-29	1,026	0,60			AL1	0,69
.25-27	1,026	4,10			AL3	1,62
.29-38	1,026	8,95			AL4	7,09
.30-43	1,026	13,40				
..07-08	1,026	5,25	1,08	38	I N D I C E S	
..14-J	1,026	5,25	1,08	109	D O	
..16-J	1,026	6,15	1,26	56	S I S T E M A	
.28-J	1,026	7,05	1,45	44		
.26-J	1,026	5,50	1,13	44		
.44-J	1,026	6,80	1,40	47	DEKs	5,72
.45-J	1,026	3,75	0,77	28	FEKs	8,77
31-J	1,026	6,00	1,23	32	DECs	11,21
43-46	1,026	18,05	3,70	65	FECs	17,95
46-J	1,026	6,45	1,32	35	s	0,848
					EFs	18828
					SDJ	23,72
D1-01	0,342	1,58	1,16	637		
01-05	0,342	4,56			EF D2	5602
04-05	0,342	0,66			EF R	2504
					EFD1	2165
D3-39	0,342	8,60	1,93	417	EF D3	2251
39-33	0,342	2,68			EFD4	5567
D4-32	0,684	15,82	8,17	466		
32-35	0,684	4,73				
35-36	0,684	8,44				
36-38	0,684	4,31				
37-J	0,684	3,43				
47-48	0,684	5,11				
34-J	0,684	10,96	2,14	337		

ANEXO 4

Resultado da Hierarquização
para as Metodologias
MP CODI, MP CELESC e CIRCUITOS CRÍTICOS

TAXA	RECUR	I N D I C E S			P R I O R I D A D E	
BLOCOS FALHA	MANUT				MP CODI E CELESC E CAM.CRIT.	
..02-06	0,114	0,85	F EK	AL2	1,84	MP CELESC
..06-09	0,114	1,20		AL1	0,39	AL2 9,03
..09-40	0,114	2,67		AL3	0,64	AL1 4,83
..40-20	0,114	1,25		AL4	1,47	AL3 5,37
..10-11	0,114	0,32				AL4 7,90
..11-12	0,114	1,95	DEK	AL2	1,08	
..41-42	0,114	0,28		AL1	0,23	MP CODI
..12-13	0,114	0,18		AL3	0,54	AL2 1,29
..13-18	0,114	0,30		AL4	1,25	AL1 1,05
..15-17	0,114	0,48				AL3 0,90
..17-18	0,114	2,66	F EC	AL2	2,06	AL4 1,22
				AL1	0,39	
..20-22	0,114	2,36		AL3	0,64	CAM.CRIT.
..21-J	0,114	1,83		AL4	1,36	AL2 14,60
..24-27	0,114	1,78				AL1 1,94
..22-23	0,114	1,70	DE C	AL2	1,27	AL3 3,21
..23-29	0,114	0,12		AL1	0,23	AL4 7,53
..25-27	0,114	0,82		AL3	0,54	
..29-38	0,114	1,79		AL4	1,18	
..30-43	0,114	2,68				
..07-08	0,114	1,05	I N D I C E S			M A I O R
..14-J	0,114	1,05	D O			V A L O R
..16-J	0,114	1,23	S I S T E M A			
..28-J	0,114	1,41			F EK	1,84
..26-J	0,114	1,10			DEK	1,25
..44-J	0,114	1,36	DEKs	0,83	F EC	2,06
..45-J	0,114	0,75	F EKs	1,22	DE C	1,27
31-J	0,114	1,20	DE Cs	1,27	I Z	58,00
43-46	0,114	3,61	F ECs	2,02	N C	6635,00
46-J	0,114	1,29	s	0,114	CON.ESP.	359,00
			EFs	3383	CONSUMO	3146,00
			SDJ	3,78	KVAP	7500,00
D1-01	0,114	0,79			KVAS	5665,00
01-05	0,114	2,28				
04-05	0,114	0,33				
D3-39	0,114	4,30				
39-33	0,114	1,34				
D4-32	0,114	4,52				
32-35	0,114	1,35				
35-36	0,114	2,41				
36-38	0,114	1,23				
37-J	0,114	0,98				
47-48	0,114	1,46				
34-J	0,114	3,13				

	TAXA	RECUR	I N D I C E S		P R I O R I D A D E		
BLOCOS	FALHA	MANUT			MP CODI	E CELESC	
					E CAM.CRIT.		
..D2-06	0,855	3,61	FEK	AL2	13,83	MP CELESC	
..06-09	0,855	5,10		AL1	0,39	AL2	9,16
..09-40	0,855	11,35		AL3	0,64	AL1	4,12
..40-20	0,855	5,31		AL4	6,39	AL3	4,09
..10-11	0,855	1,36				AL4	6,55
..11-12	0,855	8,29	DEK	AL2	8,12		
..41-42	0,855	1,19		AL1	0,23	MP CODI	
..12-13	0,855	0,77		AL3	0,54	AL2	1,29
..13-18	0,855	1,28		AL4	5,42	AL1	0,99
..15-17	0,855	2,04				AL3	0,79
..17-18	0,855	11,31	FEC	AL2	15,42	AL4	1,11
				AL1	0,39		
.20-22	0,855	10,03		AL3	0,64	CAM.CRIT.	
.21-J	0,855	7,78		AL4	5,91	AL2	109,47
.24-27	0,855	7,57				AL1	1,94
.22-23	0,855	7,23	DEC	AL2	9,54	AL3	3,21
.23-29	0,855	0,51		AL1	0,23	AL4	32,61
.25-27	0,855	3,49		AL3	0,54		
.29-38	0,855	7,61		AL4	5,12		
.30-43	0,855	11,39					
..07-08	0,855	4,46	I N D I C E S			M A I O R	
..14-J	0,855	4,46		D O		V A L O R	
..16-J	0,855	5,23	S I S T E M A				
.28-J	0,855	5,99				FEK	13,83
.26-J	0,855	4,68				DEK	8,12
.44-J	0,855	5,78	DEKs	4,33		FEC	15,42
.45-J	0,855	3,19	FEKs	6,77		DEC	9,54
31-J	0,855	5,10	DECs	9,30		IZ	58,00
43-46	0,855	15,34	FECs	14,91		NC	6635,00
46-J	0,855	5,48	s	0,664		CON.ESP.	359,00
			EFs	12863		CONSUMO	3146,00
			SDJ	17,31		KVAP	7500,00
D1-01	0,114	0,79				KVAS	5665,00
01-05	0,114	2,28					
04-05	0,114	0,33					
D3-39	0,114	4,30					
39-33	0,114	1,34					
D4-32	0,494	12,05					
32-35	0,494	3,60					
35-36	0,494	6,43					
36-38	0,494	3,28					
37-J	0,494	2,61					
47-48	0,494	3,89					
34-J	0,494	8,35					

BLOCOS	TAXA FALHA	RECUR MANUT	I N D I C E S			P R I O R I D A D E M P C O D I E C E L E S C E C A M . C R I T .		
..D2-06	0,855	3,61	FEK	AL2	13,83	MP	CELESC	
..06-09	0,855	5,10		AL1	2,91		AL2	9,03
..09-40	0,855	11,35		AL3	4,82		AL1	4,83
..40-20	0,855	5,31		AL4	11,06		AL3	5,36
..10-11	0,855	1,36					AL4	7,90
..11-12	0,855	8,29	DEK	AL2	8,12			
..41-42	0,855	1,19		AL1	1,72	MP	CODI	
..12-13	0,855	0,77		AL3	4,05		AL2	1,29
..13-18	0,855	1,28		AL4	9,38		AL1	1,05
..15-17	0,855	2,04					AL3	0,90
..17-18	0,855	11,31	FEC	AL2	15,42		AL4	1,22
				AL1	2,91			
.20-22	0,855	10,03		AL3	4,82	CAM.	C.RIT.	
.21-J	0,855	7,78		AL4	10,22		AL2	109,47
.24-27	0,855	7,57					AL1	14,54
.22-23	0,855	7,23	DEC	AL2	9,54		AL3	24,11
.23-29	0,855	0,51		AL1	1,72		AL4	56,44
.25-27	0,855	3,49		AL3	4,05			
.29-38	0,855	7,61		AL4	8,86			
.30-43	0,855	11,39						
..07-08	0,855	4,46	I N D I C E S			M A I O R		
..14-J	0,855	4,46	D O			V A L O R		
..16-J	0,855	5,23	S I S T E M A					
.28-J	0,855	5,99				FEK		13,83
.26-J	0,855	4,68				DEK		9,38
.44-J	0,855	5,78	DEKs		6,25	FEC		15,42
.45-J	0,855	3,19	FEKs		9,17	DEC		9,54
31-J	0,855	5,10	DECs		9,50	IX		58,00
43-46	0,855	15,34	FECs		15,14	NC		6635,00
46-J	0,855	5,48	s		0,856	CON.ESP.		359,00
			EFs		25369	CONSUMO		3146,00
			SDJ		28,33	KVAP		7500,00
D1-01	0,855	3,36				KVAS		5665,00
01-05	0,855	9,69						
04-05	0,855	1,40						
D3-39	0,855	18,28						
39-33	0,855	5,70						
D4-32	0,855	19,21						
32-35	0,855	5,74						
35-36	0,855	10,24						
36-38	0,855	5,23						
37-J	0,855	4,17						
47-48	0,855	6,21						
34-J	0,855	13,30						

ANEXO 5

Resultado da Hierarquização
para o Método CESP
para Trechos Tipo B

BLOCOS	TAXA FALHA	RECUR MANUT	PRIOR. CESP	I N D I C E S	
..D2-06	0,855	3,61		FEC AL2	13,83
..06-09	0,855	5,10		AL1	2,91
..09-40	0,855	11,35		AL3	4,82
..40-20	0,855	5,31		AL4	11,06
..10-11	0,855	1,36			
..11-12	0,855	8,29		DEK AL2	8,12
..41-42	0,855	1,19		AL1	1,72
..12-13	0,855	0,77		AL3	4,05
..13-18	0,855	1,28		AL4	9,38
..15-17	0,855	2,04			
..17-18	0,855	11,31		FEC AL2	15,42
				AL1	2,91
.20-22	0,855	10,03	3,4015	AL3	4,82
.21-J	0,855	7,78	4,1310	AL4	10,22
.24-27	0,855	7,57	6,831		
.22-23	0,855	7,23	4,208	DEC AL2	9,54
.23-29	0,855	0,51	2,5810	AL1	1,72
.25-27	0,855	3,49	2,6810	AL3	4,05
.29-38	0,855	7,61	4,675	AL4	8,86
.30-43	0,855	11,39	3,6312		
..07-08	0,855	4,46	3,0417	I N D I C E S	
..14-J	0,855	4,46	4,267	D O	
..16-J	0,855	5,23	4,616	S I S T E M A	
.28-J	0,855	5,99	3,9011		
.26-J	0,855	4,68	3,3210		
.44-J	0,855	5,78	3,4214	DEKs	6,25
.45-J	0,855	3,19	3,5013	FEKs	9,17
31-J	0,855	5,10	4,208	DECs	9,50
43-46	0,855	15,34	4,873	FECs	15,14
46-J	0,855	5,48	4,784	s	0,856
				EFs	25369
				SDJ	28,33
D1-01	0,855	3,36			
01-05	0,855	9,69			
04-05	0,855	1,40			
				MAIOR	VALOR
D3-39	0,855	18,28			
39-33	0,855	5,70		FEC	25,75
				DEC	20,71
D4-32	0,855	19,21		IX	66,00
32-35	0,855	5,74		NC	649,00
35-36	0,855	10,24		CON.ESP.	128,00
36-38	0,855	5,23		KVAT	1295,00
37-J	0,855	4,17		fb	3,09
47-48	0,855	6,21			
34-J	0,855	13,30	6,112		

BLOCOS	TAXA FALHA	RECUR MANUT	PRIOR. CESP	I N D I C E S	
..D2-06	0,114	0,85		FEK AL2	1,84
..06-09	0,114	1,20		AL1	0,39
..09-40	0,114	2,67		AL3	0,64
..40-20	0,114	1,25		AL4	1,47
..10-11	0,114	0,32			
..11-12	0,114	1,95		DEK AL2	1,08
..41-42	0,114	0,28		AL1	0,23
..12-13	0,114	0,18		AL3	0,54
..13-18	0,114	0,30		AL4	1,25
..15-17	0,114	0,48			
..17-18	0,114	2,66		FEC AL2	2,06
				AL1	0,39
.20-22	0,114	2,36	3,4115	AL3	0,64
.21-J	0,114	1,83	4,1410	AL4	1,36
.24-27	0,114	1,78	6,831		
.22-23	0,114	1,70	4,208	DEC AL2	1,27
.23-29	0,114	0,12	2,5919	AL1	0,23
.25-27	0,114	0,82	2,6818	AL3	0,54
.29-38	0,114	1,79	4,675	AL4	1,18
.30-43	0,114	2,68	3,6412		
..07-08	0,114	1,05	3,0412	I N D I C E S	
..14-J	0,114	1,05	4,267	D O	
..16-J	0,114	1,23	4,626	S I S T E M A	
.28-J	0,114	1,41	3,9011		
.26-J	0,114	1,10	3,3316		
.44-J	0,114	1,36	3,4314	DEKs	0,83
.45-J	0,114	0,75	3,5113	FEKs	1,22
31-J	0,114	1,20	4,208	DECs	1,27
43-46	0,114	3,61	4,883	FECs	2,02
46-J	0,114	1,29	4,794	s	0,114
				EFs	3383
				SDJ	3,78
D1-01	0,114	0,79			
01-05	0,114	2,28			
04-05	0,114	0,33			
				MAIOR	VALOR
D3-39	0,114	4,30		FEC	3,43
39-33	0,114	1,34		DEC	2,76
				IZ	66,00
D4-32	0,114	4,52		NC	649,00
32-35	0,114	1,35		CON.ESP.	128,00
35-36	0,114	2,41		KVAT	1295,00
36-38	0,114	1,23		fb	0,41
37-J	0,114	0,98			
47-48	0,114	1,46			
34-J	0,114	3,13	6,122		

BLOCOS	TAXA FALHA	RECUR MANUT	PRIOR. CESP	I N D I C E S	
..D2-06	0,114	0,85		FEK AL2	2,63
..06-09	0,114	1,20		AL1	0,39
..09-40	0,114	2,67		AL3	0,64
..40-20	0,114	1,25		AL4	2,35
..10-11	0,114	0,32			
..11-12	0,114	1,95		DEK AL2	1,82
..41-42	0,114	0,28		AL1	0,23
..12-13	0,114	0,18		AL3	0,54
..13-18	0,114	0,30		AL4	2,80
..15-17	0,114	0,48			
..17-18	0,114	2,66		FEC AL2	3,20
				AL1	0,39
..20-22	0,100	2,22	1,4619	AL3	0,64
..21-J	0,150	2,12	2,2815	AL4	1,37
..24-27	0,200	2,45	5,262		
..22-23	0,250	2,71	2,7210	DEC AL2	2,39
..23-29	0,300	0,22	1,6717	AL1	0,23
..25-27	0,350	1,67	1,5718	AL3	0,54
..29-38	0,400	4,04	3,348	AL4	1,19
..30-43	0,450	6,63	2,1716		
..07-08	0,500	2,83	2,2514	I N D I C E S	
..14-J	0,550	3,06	3,496	D D	
..16-J	0,600	3,85	3,675	S I S T E M A	
..28-J	0,650	4,72	2,879		
..26-J	0,700	3,93	2,4413		
..44-J	0,750	5,15	2,6012	DEKs	1,43
..45-J	0,800	3,01	2,6714	FEKs	1,71
31-J	0,850	5,07	3,467	DECs	2,33
43-46	0,900	16,06	4,624	FECs	3,10
46-J	0,950	6,02	4,823	s	0,333
				EFs	5616
				SDJ	3,78
D1-01	0,114	0,79			
01-05	0,114	2,28			
04-05	0,114	0,33			
D3-39	0,114	4,30		MAIOR	VALOR
39-33	0,114	1,34		FEC	9,39
				DEC	12,18
D4-32	0,114	4,52		IZ	66,00
32-35	0,114	1,35		NC	649,00
35-36	0,114	2,41		CON.ESP.	128,00
36-38	0,114	1,23		KVAT	1295,00
37-J	0,114	0,98		fb	3,25
47-48	0,114	1,46			
34-J	1,000	15,29	6,214		

BLOCOS	TAXA FALHA	RECUR MANUT	PRIOR. CESP	I N D I C E S	
..D2-06	0,855	3,61		FEK AL2	11,46
..06-09	0,855	5,10		AL1	0,39
..09-40	0,855	11,35		AL3	0,64
..40-20	0,855	5,31		AL4	6,89
..10-11	0,855	1,36			
..11-12	0,855	8,29		DEK AL2	6,49
..41-42	0,855	1,19		AL1	0,23
..12-13	0,855	0,77		AL3	0,54
..13-18	0,855	1,28		AL4	6,30
..15-17	0,855	2,04			
..17-18	0,855	11,31		FEC AL2	12,19
				AL1	0,39
.20-22	0,100	2,22	2,0910	AL3	0,64
.21-J	0,150	2,12	2,9119	AL4	5,91
.24-27	0,200	2,45	5,892		
.22-23	0,250	2,71	3,359	DEC AL2	7,35
.23-29	0,300	0,22	2,3216	AL1	0,23
.25-27	0,350	1,67	2,2117	AL3	0,54
.29-38	0,400	4,04	3,956	AL4	5,13
.30-43	0,450	6,63	2,7515		
..07-08	0,500	2,83	3,1511	I N D I C E S	
..14-J	0,550	3,06	4,426	D O	
..16-J	0,600	3,85	4,863	S I S T E M A	
.28-J	0,650	4,72	3,388		
.26-J	0,700	3,93	2,9813		
.44-J	0,750	5,15	3,1012	DEKs	3,82
.45-J	0,800	3,01	3,2010	FEKs	5,90
31-J	0,850	5,07	3,917	DECs	7,23
43-46	0,900	16,06	4,785	FECs	11,86
46-J	0,950	6,02	4,824	s	0,547
				EFs	12168
				SDJ	17,31
D1-01	0,114	0,79			
01-05	0,114	2,28			
04-05	0,114	0,33			
				MAIOR	VALOR
D3-39	0,114	4,30			
39-33	0,114	1,34		FEC	18,39
				DEC	15,96
D4-32	0,494	12,05		I%	66,00
32-35	0,494	3,60		NC	649,00
35-36	0,494	6,43		CON.ESP.	128,00
36-38	0,494	3,28		KVAT	1295,00
37-J	0,494	2,61		fb	3,25
47-48	0,494	3,89			
34-J	1,000	15,29	6,314		

ANEXO 6

Resultados obtidos

**Ano a Ano quando aplicada a Política 1
sob a condição CI2 de Taxa de Falha no Ano Zero**

BLOCOS	TAXA FALHA	I N D I C E S		
..D2-06	0,912	FEK	AL2	12,31
..06-09	0,912		AL1	0,39
..09-40	0,912		AL3	1,13
..40-20	0,912		AL4	3,98
..10-11	0,912			
..11-12	0,912	DEK	AL2	7,16
..41-42	0,114		AL1	0,23
..12-13	0,114		AL3	0,75
..13-18	0,912		AL4	2,50
..15-17	0,914			
..17-18	0,114	FEC	AL2	13,95
			AL1	0,39
.20-22	0,912		AL3	1,13
.21-J	0,912		AL4	3,87
.24-27	0,912			
.22-23	0,912	DEC	AL2	8,58
.23-29	0,912		AL1	0,23
.25-27	0,912		AL3	0,75
.29-38	0,912		AL4	3,29
.30-43	0,912			
..07-08	0,912	I N D I C E S		
..14-J	0,912	D O		
..16-J	0,912	S I S T E M A		
.28-J	0,912			
.26-J	0,912			
.44-J	0,912	DEKs		3,56
.45-J	0,912	FEKs		5,94
31-J	0,912	DECs		8,30
43-46	0,912	FECs		13,42
46-J	0,912	s		0,617
		EFs		10148
		SDJ		13,97
D1-01	0,114			
01-05	0,114			
04-05	0,114			
D3-39	0,228			
39-33	0,114			
D4-32	0,570			
32-35	0,114			
35-36	0,114			
36-38	0,114			
37-J	0,570			
47-48	0,114			
34-J	0,114			

: LOOK ALL

MAX 289 X1 + 496 X2 + 1133 X3 + 477 X4 + 105 X5 + 728 X6 + 21 X7
 + 9 X8 + 136 X9 + 169 X10 + 155 X11 + 331 X12 + 241 X13 + 387 X14
 + 272 X15 + 24 X16 + 154 X17 + 308 X18 + 509 X19 + 36 X20 + 102 X21
 + 61 X22 + 55 X23 + 43 X24 + 57 X25 + 19 X26 + 35 X27 + 208 X28
 + 41 X29 + 119 X30 + 343 X31 + 259 X32 + 572 X33 + 464 X34 + 833 X35
 + 108 X36 + 145 X37 + 128 X38 + 283 X39 + 148 X40 + 176 X41

SUBJECT TO

2) 4.25 X1 + 6 X2 + 13.35 X3 + 6.25 X4 + 1.6 X5 + 9.75 X6 + .42 X7
 + .27 X8 + 1.5 X9 + 2.4 X10 + 3.99 X11 + 11.8 X12 + 9.15 X13 + 8.9 X14
 + 8.5 X15 + .6 X16 + 4.1 X17 + 8.95 X18 + 13.4 X19 + 5.25 X20
 + 5.25 X21 + 6.15 X22 + 7.05 X23 + 5.5 X24 + 6.8 X25 + 3.75 X26
 + 6 X27 + 18.05 X28 + 6.45 X29 + 1.19 X30 + 3.42 X31 + .5 X32
 + 8.6 X33 + 2.01 X34 + 15.82 X35 + 2.03 X36 + 3.62 X37 + 1.85 X38
 + 3.43 X39 + 2.19 X40 + 4.7 X41 <= 44

END

INTEGER-VARIABLES= 41

INTEGER-VARIABLES= 41

: NONZ

OBJECTIVE FUNCTION VALUE

1) 4155.00000

VARIABLE	VALUE	REDUCED COST
X2	1.000000	-496.000000
X3	1.000000	-1133.000000
X4	1.000000	-477.000000
X6	1.000000	-728.000000
X9	1.000000	-136.000000
X30	1.000000	-119.000000
X31	1.000000	-343.000000
X32	1.000000	-259.000000
X34	1.000000	-464.000000

ROW SLACK OR SURPLUS DUAL PRICES

NO. ITERATIONS= 0

BRANCHES= 43 DETERM= 1.000E 0

BLOCOS	TAXA FALHA	I N D I C E S	
..02-06	1,026	FEK AL2	7,55
..06-09	0,114	AL1	0,39
..09-40	0,114	AL3	1,62
..40-20	0,114	AL4	5,46
..10-11	1,026		
..11-12	0,114	DEK AL2	4,85
..41-42	0,228	AL1	0,23
..12-13	0,228	AL3	0,95
..13-18	0,114	AL4	3,75
..15-17	1,026		
..17-18	0,228	FEC AL2	9,29
		AL1	0,39
.20-22	1,026	AL3	1,62
.21-J	1,026	AL4	5,23
.24-27	1,026		
.22-23	1,026	DEC AL2	6,22
.23-29	1,026	AL1	0,23
.25-27	1,026	AL3	0,95
.29-38	1,026	AL4	4,47
.30-43	1,026		
..07-08	1,026	I N D I C E S	
..14-J	1,026	D O	
..16-J	1,026	S I S T E M A	
.28-J	1,026		
.26-J	1,026		
.44-J	1,026	DEKs	2,93
.45-J	1,026	FEKs	4,48
31-J	1,026	DECs	6,13
43-46	1,026	FECs	9,07
46-J	1,026	s	0,617
		EFs	9404
		SDJ	10,49
D1-01	0,114		
01-05	0,114		
04-05	0,114		
D3-39	0,342		
39-33	0,114		
D4-32	0,684		
32-35	0,228		
35-36	0,228		
36-38	0,228		
37-J	0,684		
47-48	0,228		
34-J	0,228		

:
:
:
: RETR H12
:
: LOOK ALL

MAX 325 X1 + 62 X2 + 142 X3 + 56 X4 + 118 X5 + 91 X6 + 43 X7 + 17 X8
 + 17 X9 + 190 X10 + 309 X11 + 372 X12 + 271 X13 + 436 X14 + 307 X15
 + 27 X16 + 173 X17 + 346 X18 + 573 X19 + 40 X20 + 115 X21 + 69 X22
 + 62 X23 + 49 X24 + 64 X25 + 21 X26 + 39 X27 + 234 X28 + 46 X29
 + 119 X30 + 343 X31 + 259 X32 + 857 X33 + 464 X34 + 999 X35 + 215 X36
 + 291 X37 + 256 X38 + 339 X39 + 295 X40 + 352 X41

SUBJECT TO
 2) 4.68 X1 + 1.8 X2 + 4.01 X3 + 1.88 X4 + 1.76 X5 + 2.93 X6
 + .56 X7 + .36 X8 + .45 X9 + 2.64 X10 + 5.32 X11 + 12.98 X12
 + 10.07 X13 + 9.79 X14 + 9.35 X15 + .66 X16 + 4.51 X17 + 9.85 X18
 + 14.74 X19 + 5.78 X20 + 5.78 X21 + 6.77 X22 + 7.76 X23 + 6.05 X24
 + 7.48 X25 + 4.13 X26 + 6.6 X27 + 19.86 X28 + 7.1 X29 + 1.19 X30
 + 3.42 X31 + .5 X32 + 10.75 X33 + 2.01 X34 + 18.08 X35 + 2.7 X36
 + 4.82 X37 + 2.46 X38 + 3.92 X39 + 2.92 X40 + 6.26 X41 <= 44

END
 INTEGER-VARIABLES= 41

OBJECTIVE FUNCTION VALUE

1) 4040.00000

VARIABLE	VALUE	REDUCED COST
X1	1.000000	-325.000000
X7	1.000000	-43.000000
X9	1.000000	-17.000000
X10	1.000000	-190.000000
X16	1.000000	-27.000000
X30	1.000000	-119.000000
X31	1.000000	-343.000000
X32	1.000000	-259.000000
X33	1.000000	-857.000000
X34	1.000000	-464.000000
X36	1.000000	-215.000000
X37	1.000000	-291.000000
X38	1.000000	-256.000000
X39	1.000000	-339.000000
X40	1.000000	-295.000000

ROW SLACK OR SURPLUS DUAL PRICES

--More--

NO. ITERATIONS= 529
 BRANCHES= 149 DETERM= 1.000E 0

: r

BLOCOS	TAXA FALHA	I N D I C E S		
..D2-06	0,114	FEK	AL2	7,96
..06-09	0,228		AL1	0,39
..09-40	0,228		AL3	0,64
..40-20	0,228		AL4	4,79
..10-11	1,140			
..11-12	0,228	DEK	AL2	5,27
..41-42	0,114		AL1	0,23
..12-13	0,342		AL3	0,54
..13-18	0,114		AL4	3,05
..15-17	0,114			
..17-18	0,342	FEC	AL2	9,88
			AL1	0,39
			AL3	0,64
.20-22	1,140		AL4	4,46
.21-J	1,140			
.24-27	1,140			
.22-23	1,140	DEC	AL2	6,86
.23-29	1,140		AL1	0,23
.25-27	1,140		AL3	0,54
.29-38	1,140		AL4	3,79
.30-43	1,140			
..07-08	1,140	I N D I C E S		
..14-J	1,140	D O		
..16-J	1,140	S I S T E M A		
.28-J	1,140			
.26-J	1,140			
.44-J	1,140	DEKs		2,88
.45-J	1,140	FEKs		4,25
31-J	1,140	DECs		6,69
43-46	1,140	FECs		9,59
46-J	1,140	s		0,642
		EFs		8771
		SDJ		8,65
D1-01	0,114			
01-05	0,114			
04-05	0,114			
D3-39	0,114			
39-33	0,114			
D4-32	0,798			
32-35	0,114			
35-36	0,114			
36-38	0,114			
37-J	0,114			
47-48	0,114			
34-J	0,342			

:
:
:
: RETR H13
: LOOK ALL

MAX 36 X1 + 124 X2 + 283 X3 + 112 X4 + 131 X5 + 182 X6 + 21 X7
 + 26 X8 + 17 X9 + 21 X10 + 464 X11 + 413 X12 + 301 X13 + 484 X14
 + 341 X15 + 29 X16 + 193 X17 + 385 X18 + 636 X19 + 45 X20 + 127 X21
 + 77 X22 + 69 X23 + 54 X24 + 71 X25 + 23 X26 + 43 X27 + 260 X28
 + 51 X29 + 119 X30 + 343 X31 + 259 X32 + 286 X33 + 464 X34 + 1166 X35
 + 108 X36 + 145 X37 + 128 X38 + 57 X39 + 148 X40 + 528 X41

SUBJECT TO

2) 1.28 X1 + 2.4 X2 + 5.34 X3 + 2.5 X4 + 1.92 X5 + 3.9 X6 + .42 X7
 + .45 X8 + .45 X9 + .72 X10 + 6.65 X11 + 14.16 X12 + 10.98 X13
 + 10.68 X14 + 10.2 X15 + .72 X16 + 4.92 X17 + 10.74 X18 + 16.08 X19
 + 6.3 X20 + 6.3 X21 + 7.38 X22 + 8.46 X23 + 6.6 X24 + 8.16 X25
 + 4.5 X26 + 7.2 X27 + 21.66 X28 + 7.74 X29 + 1.19 X30 + 3.42 X31
 + .5 X32 + 6.45 X33 + 2.01 X34 + 20.34 X35 + 2.03 X36 + 3.62 X37
 + 1.85 X38 + 1.47 X39 + 2.19 X40 + 7.83 X41 <= 44

END

INTEGER-VARIABLES= 41

OBJECTIVE FUNCTION VALUE

1) 3390.00000

VARIABLE	VALUE	REDUCED COST
X2	1.000000	-124.000000
X5	1.000000	-131.000000
X7	1.000000	-21.000000
X8	1.000000	-26.000000
X9	1.000000	-17.000000
X11	1.000000	-464.000000
X30	1.000000	-119.000000
X31	1.000000	-343.000000
X32	1.000000	-259.000000
X34	1.000000	-464.000000
X35	1.000000	-1166.000000
X36	1.000000	-108.000000
X40	1.000000	-148.000000

ROW SLACK OR SURPLUS DUAL PRICES

NO. ITERATIONS= 579
 BRANCHES= 145 DETERM= 1.000E 0

BLOCOS	TAXA FALHA	I N D I C E S		
..D2-06	0,228	F EK	AL2	8,16
..06-09	0,114		AL1	0,39
..09-40	0,342		AL3	1,13
..40-20	0,342		AL4	2,34
..10-11	0,114			
..11-12	0,342	DEK	AL2	5,45
..41-42	0,114		AL1	0,23
..12-13	0,114		AL3	0,75
..13-18	0,114		AL4	2,31
..15-17	0,228			
..17-18	0,114	F EC	AL2	10,26
			AL1	0,39
.20-22	1,254		AL3	1,13
.21-J	1,254		AL4	1,89
.24-27	1,254			
.22-23	1,254	DE C	AL2	7,14
.23-29	1,254		AL1	0,23
.25-27	1,254		AL3	0,75
.29-38	1,254		AL4	1,70
.30-43	1,254			
..07-08	1,254	I N D I C E S		
..14-J	1,254	D O		
..16-J	1,254	S I S T E M A		
.28-J	1,254			
.26-J	1,254			
.44-J	1,254	DEKs		2,90
.45-J	1,254	F EKs		4,09
31-J	1,254	DECs		6,85
43-46	1,254	F ECs		9,82
46-J	1,254	s		0,659
		EFs		8763
		SDJ		6,28
D1-01	0,114			
01-05	0,114			
04-05	0,114			
D3-39	0,228			
39-33	0,114			
D4-32	0,114			
32-35	0,114			
35-36	0,228			
36-38	0,228			
37-J	0,228			
47-48	0,114			
34-J	0,456			

LOOK ALL

MAX 72 X1 + 62 X2 + 425 X3 + 168 X4 + 13 X5 + 182 X6 + 21 X7 + 9 X8
 + 17 X9 + 42 X10 + 155 X11 + 445 X12 + 331 X13 + 532 X14 + 375 X15
 + 32 X16 + 212 X17 + 423 X18 + 700 X19 + 49 X20 + 140 X21 + 84 X22
 + 76 X23 + 59 X24 + 78 X25 + 26 X26 + 48 X27 + 286 X28 + 56 X29
 + 119 X30 + 343 X31 + 259 X32 + 572 X33 + 464 X34 + 167 X35 + 108 X36
 + 291 X37 + 256 X38 + 113 X39 + 148 X40 + 704 X41

SUBJECT TO

2) 1.7 X1 + 1.8 X2 + 6.68 X3 + 3.13 X4 + .48 X5 + 3.9 X6 + .42 X7
 + .27 X8 + .45 X9 + .96 X10 + 3.99 X11 + 15.34 X12 + 11.9 X13
 + 11.57 X14 + 11.05 X15 + .78 X16 + 5.33 X17 + 11.64 X18 + 17.42 X19
 + 6.83 X20 + 6.83 X21 + 8 X22 + 9.17 X23 + 7.15 X24 + 8.84 X25
 + 4.88 X26 + 7.8 X27 + 23.47 X28 + 8.39 X29 + 1.19 X30 + 3.42 X31
 + .5 X32 + 8.6 X33 + 2.01 X34 + 6.78 X35 + 2.03 X36 + 4.82 X37
 + 2.46 X38 + 1.96 X39 + 2.19 X40 + 9.39 X41 <= 44

END

INTEGER-VARIABLES= 41

OBJECTIVE FUNCTION VALUE

1) 3706.00000

VARIABLE	VALUE	REDUCED COST
X3	1.000000	-425.000000
X9	1.000000	-17.000000
X30	1.000000	-119.000000
X31	1.000000	-343.000000
X32	1.000000	-259.000000
X33	1.000000	-572.000000
X34	1.000000	-464.000000
X36	1.000000	-108.000000
X37	1.000000	-291.000000
X38	1.000000	-256.000000
X40	1.000000	-148.000000
X41	1.000000	-704.000000

ROW	SLACK OR SURPLUS	DUAL PRICES
-----	------------------	-------------

NO. ITERATIONS= 529
 BRANCHES= 189 DETERM= 1.000E 0

BLOCOS	TAXA FALHA	I N D I C E S		
..D2-06	0,342	F EK	AL2	9,07
..06-09	0,228		AL1	0,39
..09-40	0,114		AL3	0,64
..40-20	0,456		AL4	2,21
..10-11	0,228			
..11-12	0,456	DEK	AL2	6,02
..41-42	0,228		AL1	0,23
..12-13	0,228		AL3	0,54
..13-18	0,114		AL4	1,64
..15-17	0,342			
..17-18	0,228	F EC	AL2	11,37
			AL1	0,39
			AL3	0,64
.20-22	1,368		AL4	2,10
.21-J	1,368			
.24-27	1,368			
.22-23	1,368	DE C	AL2	7,86
.23-29	1,368		AL1	0,23
.25-27	1,368		AL3	0,54
.29-38	1,368		AL4	1,80
.30-43	1,368			
..07-08	1,368	I N D I C E S		
..14-J	1,368	D O		
..16-J	1,368	S I S T E M A		
.28-J	1,368			
.26-J	1,368			
.44-J	1,368	DEKs		2,97
.45-J	1,368	FEKs		4,29
31-J	1,368	DECs		7,54
43-46	1,368	FECs		10,88
46-J	1,368	s		0,694
		EFs		8440
		SDJ		6,44
D1-01	0,114			
01-05	0,114			
04-05	0,114			
D3-39	0,114			
39-33	0,114			
D4-32	0,228			
32-35	0,114			
35-36	0,114			
36-38	0,114			
37-J	0,342			
47-48	0,114			
34-J	0,114			

ANEXO 7

**Resultados obtidos para Sucessivas Programações
quando aplicada a Política 1
sob a Condição CI1 de Taxa de Falha no Ano Zero**

BLOCOS	TAXA FALHA	RECUR MANUT	Ib	EF/KM	I N D I C E S		
..D2-06	0,114	0,85	1,38	51	F EK	AL2	1,84
..06-09	0,114	1,20				AL1	0,39
..09-40	0,114	2,67				AL3	0,64
..40-20	0,114	1,25				AL4	1,47
..10-11	0,114	0,32					
..11-12	0,114	1,95			DEK	AL2	1,08
..41-42	0,114	0,28				AL1	0,23
..12-13	0,114	0,18				AL3	0,54
..13-18	0,114	0,30				AL4	1,25
..15-17	0,114	0,48					
..17-18	0,114	2,66			F EC	AL2	2,06
						AL1	0,39
..20-22	0,114	2,36	1,49	21		AL3	0,64
..21-J	0,114	1,83				AL4	1,36
..24-27	0,114	1,78					
..22-23	0,114	1,70			DEK	AL2	1,27
..23-29	0,114	0,12				AL1	0,23
..25-27	0,114	0,82				AL3	0,54
..29-38	0,114	1,79				AL4	1,18
..30-43	0,114	2,68					
..07-08	0,114	1,05	0,12	4	I N D I C E S		
..14-J	0,114	1,05	0,12	12	D O		
..16-J	0,114	1,23	0,14	6	S I S T E M A		
..28-J	0,114	1,41	0,16	5			
..26-J	0,114	1,10	0,13	5			
..44-J	0,114	1,36	0,16	5	DEKs		0,83
..45-J	0,114	0,75	0,09	3	FEKs		1,22
31-J	0,114	1,20	0,14	4	DECs		1,27
43-46	0,114	3,61	0,41	7	FECs		2,02
46-J	0,114	1,29	0,15	4	s		0,114
					EFs		3383
					SDJ		3,78
D1-01	0,114	0,79	0,39	212	EF D2		622
01-05	0,114	2,28			EF R		278
04-05	0,114	0,33			EFD1		722
D3-39	0,114	4,30	0,64	139	EF D3		750
39-33	0,114	1,34			EFD4		928
D4-32	0,114	4,52	1,36	78			
32-35	0,114	1,35					
35-36	0,114	2,41					
36-38	0,114	1,23					
37-J	0,114	0,98					
47-48	0,114	1,46					
34-J	0,114	3,13	0,36	56			

BLOCOS	TAXA FALHA	RECUR MANUT	EF/KM	I N D I C E S		
..D2-06	0,228	1,28	43	FEK	AL2	2,65
..06-09	0,114	1,20	0		AL1	0,39
..09-40	0,114	2,67	0		AL3	0,64
..40-20	0,228	1,88	45		AL4	1,99
..10-11	0,228	0,48	41			
..11-12	0,114	1,95	0	DEK	AL2	1,59
..41-42	0,114	0,28	0		AL1	0,23
..12-13	0,114	0,18	0		AL3	0,54
..13-18	0,114	0,30	0		AL4	1,48
..15-17	0,228	0,72	44			
..17-18	0,114	2,66	0	FEC	AL2	3,06
					AL1	0,39
.20-22	0,228	3,54	18		AL3	0,64
.21-J	0,228	2,75	16		AL4	1,88
.24-27	0,228	2,67	27			
.22-23	0,228	2,55	20	DEC	AL2	1,93
.23-29	0,228	0,18	25		AL1	0,23
.25-27	0,228	1,23	23		AL3	0,54
.29-38	0,228	2,69	21		AL4	1,61
.30-43	0,228	4,02	24			
..07-08	0,228	1,58	4	I N D I C E S		
..14-J	0,228	1,58	12	D O		
..16-J	0,228	1,85	6	S I S T E M A		
.28-J	0,228	2,12	5			
.26-J	0,228	1,65	5			
.44-J	0,228	2,04	5	DEKs		1,08
.45-J	0,228	1,13	3	FEKs		1,63
31-J	0,228	1,80	4	DECs		1,91
43-46	0,228	5,42	7	FECs		2,99
46-J	0,228	1,94	4	s		0,176
				EFs		4036
				SDJ		4,62
D1-01	0,114	0,79	0			
01-05	0,114	2,28	0			
04-05	0,114	0,33	0			
D3-39	0,114	4,30	0			
39-33	0,114	1,34	0			
D4-32	0,228	6,78	37			
32-35	0,114	1,35	0			
35-36	0,114	2,41	0			
36-38	0,114	1,23	0			
37-J	0,114	0,98	0			
47-48	0,114	1,46	0			
34-J	0,114	3,13	0			

BLOCOS	TAXA FALHA	RECUR MANUT	Ib	EF/KM	I N D I C E S		
..D2-06	0,114	0,85	2,41	90	FEK	AL2	3,82
..06-09	0,228	1,80				AL1	0,39
..09-40	0,228	4,01				AL3	0,64
..40-20	0,114	1,25				AL4	1,47
..10-11	0,114	0,32					
..11-12	0,228	2,93			DEK	AL2	2,36
..41-42	0,114	0,28				AL1	0,23
..12-13	0,228	0,27				AL3	0,54
..13-18	0,228	0,45				AL4	1,25
..15-17	0,114	0,48					
..17-18	0,228	3,99			FEC	AL2	4,42
						AL1	0,39
.20-22	0,342	4,72	4,47	64		AL3	0,64
.21-J	0,342	3,66				AL4	1,36
.24-27	0,342	3,56					
.22-23	0,342	3,40			DEC	AL2	2,89
.23-29	0,342	0,24				AL1	0,23
.25-27	0,342	1,64				AL3	0,54
.29-38	0,342	3,58				AL4	1,18
.30-43	0,342	5,36					
..07-08	0,342	2,10	0,36	13	I N D I C E S		
..14-J	0,342	2,10	0,36	36	D O		
..16-J	0,342	2,46	0,42	19	S I S T E M A		
.28-J	0,342	2,82	0,48	15			
.26-J	0,342	2,20	0,38	15			
.44-J	0,342	2,72	0,47	16	DEKs		1,36
.45-J	0,342	1,50	0,26	9	FEKs		2,02
31-J	0,342	2,40	0,41	11	DECs		2,80
43-46	0,342	7,22	1,23	22	FECs		4,26
46-J	0,342	2,58	0,44	12	s		0,228
					EFs		4578
					SDJ		4,80
D1-01	0,114	0,79	0,39	212			
01-05	0,114	2,28			EF D2		1097
04-05	0,114	0,33			EF R		835
					EFD1		722
D3-39	0,114	4,30	0,64	139	EF D3		750
39-33	0,114	1,34			EFD4		928
D4-32	0,114	4,52	1,36	78			
32-35	0,114	1,35					
35-36	0,114	2,41					
36-38	0,114	1,23					
37-J	0,114	0,98					
47-48	0,114	1,46					
34-J	0,114	3,13	0,36	56			

BLOCOS	TAXA FALHA	RECUR MANUT	Ib	EF/KM	I N D I C E S		
..D2-06	0,114	0,85	1,42	53	FEK AL2	3,33	
..06-09	0,114	1,20			AL1	0,39	
..09-40	0,114	2,67			AL3	1,13	
..40-20	0,114	1,25			AL4	1,97	
..10-11	0,114	0,32					
..11-12	0,114	1,95			DEK AL2	2,20	
..41-42	0,228	0,42			AL1	0,23	
..12-13	0,114	0,18			AL3	0,75	
..13-18	0,114	0,30			AL4	1,73	
..15-17	0,114	0,48					
..17-18	0,114	2,66			FEC AL2	4,10	
					AL1	0,39	
.20-22	0,456	5,90	5,96	85	AL3	1,13	
.21-J	0,456	4,58			AL4	1,75	
.24-27	0,456	4,45					
.22-23	0,456	4,25			DEC AL2	2,81	
.23-29	0,456	0,30			AL1	0,23	
.25-27	0,456	2,05			AL3	0,75	
.29-38	0,456	4,48			AL4	1,51	
.30-43	0,456	6,70					
..07-08	0,456	2,63	0,48	17	I N D I C E S		
..14-J	0,456	2,63	0,48	48	D O		
..16-J	0,456	3,08	0,56	25	S I S T E M A		
.28-J	0,456	3,53	0,64	20			
.26-J	0,456	2,75	0,50	20			
.44-J	0,456	3,40	0,62	21	DEKs	1,45	
.45-J	0,456	1,88	0,34	12	FEKs	2,06	
31-J	0,456	3,00	0,55	14	DECs	2,74	
43-46	0,456	9,03	1,65	29	FECs	3,98	
46-J	0,456	3,23	0,59	16	s	0,281	
					EFs	5149	
					SDJ	4,69	
D1-01	0,114	0,79	0,39	212			
01-05	0,114	2,28			EF D2	644	
04-05	0,114	0,33			EF R	1113	
					EFD1	722	
D3-39	0,228	6,45	1,13	192	EF D3	1036	
39-33	0,114	1,34			EFD4	1306	
D4-32	0,114	4,52	1,75	109			
32-35	0,114	1,35					
35-36	0,228	3,62					
36-38	0,114	1,23					
37-J	0,228	1,47					
47-48	0,114	1,46					
34-J	0,228	4,70	0,71	112			

BLOCOS	TAXA FALHA	RECUR MANUT	Ib	EF/KM	I N D I C E S		
..D2-06	0,228	1,28	1,57	57	FEK	AL2	3,97
..06-09	0,114	1,20				AL1	0,39
..09-40	0,114	2,67				AL3	0,64
..40-20	0,114	1,25				AL4	2,45
..10-11	0,228	0,48					
..11-12	0,114	1,95			DEK	AL2	2,62
..41-42	0,114	0,28				AL1	0,23
..12-13	0,114	0,18				AL3	0,54
..13-18	0,114	0,30				AL4	2,02
..15-17	0,228	0,72					
..17-18	0,114	2,66			FEC	AL2	4,93
						AL1	0,39
.20-22	0,570	7,08	7,46	106		AL3	0,64
.21-J	0,570	5,49				AL4	2,34
.24-27	0,570	5,34					
.22-23	0,570	5,10			DEC	AL2	3,39
.23-29	0,570	0,36				AL1	0,23
.25-27	0,570	2,46				AL3	0,54
.29-38	0,570	5,37				AL4	2,04
.30-43	0,570	8,04					
..07-08	0,570	3,15	0,60	21	I N D I C E S		
..14-J	0,570	3,15	0,60	61	D O		
..16-J	0,570	3,69	0,70	31	S I S T E M A		
.28-J	0,570	4,23	0,80	25			
.26-J	0,570	3,30	0,63	25			
.44-J	0,570	4,08	0,78	26	DEKs		1,61
.45-J	0,570	2,25	0,43	16	FEKs		2,26
31-J	0,570	3,60	0,68	18	DECs		3,32
43-46	0,570	10,83	2,06	36	FECs		4,79
46-J	0,570	3,87	0,74	20	s		0,328
					EFs		5444
					SDJ		4,94
D1-01	0,114	0,79	0,39	212	EF D2		693
01-05	0,114	2,28			EF R		1391
04-05	0,114	0,33			EFD1		722
D3-39	0,114	4,30	0,64	139	EF D3		750
39-33	0,114	1,34			EFD4		1478
D4-32	0,228	6,78	2,34	124			
32-35	0,228	2,03					
35-36	0,114	2,41					
36-38	0,228	1,85					
37-J	0,114	0,98					
47-48	0,228	2,19					
34-J	0,114	3,13	0,36	56			

BLOCOS	TAXA FALHA	RECUR MANUT	Ib	EF/KM	I N D I C E S		
..D2-06	0,114	0,85	2,55	95	FEK	AL2	5,41
..06-09	0,228	1,80				AL1	0,39
..09-40	0,228	4,01				AL3	0,64
..40-20	0,228	1,88				AL4	1,47
..10-11	0,114	0,32					
..11-12	0,228	2,93			DEK	AL2	3,51
..41-42	0,114	0,28				AL1	0,23
..12-13	0,228	0,27				AL3	0,54
..13-18	0,228	0,45				AL4	1,25
..15-17	0,114	0,48					
..17-18	0,228	3,99			FEC	AL2	6,58
						AL1	0,39
.20-22	0,684	8,26	8,95	128		AL3	0,64
.21-J	0,684	6,41				AL4	1,36
.24-27	0,684	6,23					
.22-23	0,684	5,95			DEC	AL2	4,49
.23-29	0,684	0,42				AL1	0,23
.25-27	0,684	2,87				AL3	0,54
.29-38	0,684	6,27				AL4	1,18
.30-43	0,684	9,38					
..07-08	0,684	3,68	0,72	26	I N D I C E S		
..14-J	0,684	3,68	0,72	73	D O		
..16-J	0,684	4,31	0,84	37	S I S T E M A		
.28-J	0,684	4,94	0,96	29			
.26-J	0,684	3,85	0,75	29			
.44-J	0,684	4,76	0,93	31	DEKs		1,85
.45-J	0,684	2,63	0,51	19	FEKs		2,67
31-J	0,684	4,20	0,82	22	DECs		4,31
43-46	0,684	12,64	2,47	43	FECs		6,30
46-J	0,684	4,52	0,88	24	s		0,377
					EFs		5715
					SDJ		4,94
D1-01	0,114	0,79	0,39	212			
01-05	0,114	2,28			EF D2		1153
04-05	0,114	0,33			EF R		1669
					EFD1		722
D3-39	0,114	4,30	0,64	139	EF D3		750
39-33	0,114	1,34			EFD4		928
D4-32	0,114	4,52	1,36	78			
32-35	0,114	1,35					
35-36	0,114	2,41					
36-38	0,114	1,23					
37-J	0,114	0,98					
47-48	0,114	1,46					
34-J	0,114	3,13	0,36	56			

BLOCOS	TAXA FALHA	RECUR MANUT	Ib	EF/KM	I N D I C E S	
..D2-06	0,228	1,28	1,55	57	FEK AL2	4,92
..06-09	0,114	1,20			AL1	0,39
..09-40	0,114	2,67			AL3	1,13
..40-20	0,114	1,25			AL4	2,49
..10-11	0,228	0,48				
..11-12	0,114	1,95			DEK AL2	3,34
..41-42	0,228	0,42			AL1	0,23
..12-13	0,114	0,18			AL3	0,75
..13-18	0,114	0,30			AL4	1,97
..15-17	0,114	0,48				
..17-18	0,114	2,66			FEC AL2	6,25
					AL1	0,39
.20-22	0,798	9,44	10,44	149	AL3	1,13
.21-J	0,798	7,32			AL4	2,27
.24-27	0,798	7,12				
.22-23	0,798	6,80			DEC AL2	4,40
.23-29	0,798	0,48			AL1	0,23
.25-27	0,798	3,28			AL3	0,75
.29-38	0,798	7,16			AL4	1,94
.30-43	0,798	10,72				
..07-08	0,798	4,20	0,84	30	I N D I C E S	
..14-J	0,798	4,20	0,84	85	D O	
..16-J	0,798	4,92	0,98	44	S I S T E M A	
.28-J	0,798	5,64	1,13	34		
.26-J	0,798	4,40	0,88	34		
.44-J	0,798	5,44	1,09	37	DEKs	1,97
.45-J	0,798	3,00	0,60	22	FEKs	2,80
31-J	0,798	4,80	0,96	25	DECs	4,27
43-46	0,798	14,44	2,88	50	FECs	6,04
46-J	0,798	5,16	1,03	28	s	0,438
					EFs	6445
					SDJ	5,33
D1-01	0,114	0,79	0,39	212		
01-05	0,114	2,28			EF D2	693
04-05	0,114	0,33			EF R	1947
					EFD1	722
D3-39	0,228	6,45	1,13	192	EF D3	1036
39-33	0,114	1,34			EFD4	1473
D4-32	0,228	6,78	2,26	123		
32-35	0,114	1,35				
35-36	0,228	3,62				
36-38	0,114	1,23				
37-J	0,228	1,47				
47-48	0,114	1,46				
34-J	0,228	4,70	0,71	112		

BLOCOS	TAXA FALHA	RECUR MANUT	Ib	EF/KM	I N D I C E S		
..D2-06	0,114	0,85	2,30	84	FEK	AL2	6,14
..06-09	0,228	1,80				AL1	0,39
..09-40	0,228	4,01				AL3	0,64
..40-20	0,228	1,88				AL4	1,94
..10-11	0,114	0,32					
..11-12	0,228	2,93			DEK	AL2	4,08
..41-42	0,114	0,28				AL1	0,23
..12-13	0,228	0,27				AL3	0,54
..13-18	0,228	0,45				AL4	1,79
..15-17	0,228	0,72					
..17-18	0,114	2,66			FEC	AL2	7,67
						AL1	0,39
..20-22	0,912	10,62	11,93	170		AL3	0,64
..21-J	0,912	8,24				AL4	1,82
..24-27	0,912	8,01					
..22-23	0,912	7,65			DEC	AL2	5,33
..23-29	0,912	0,54				AL1	0,23
..25-27	0,912	3,69				AL3	0,54
..29-38	0,912	8,06				AL4	1,60
..30-43	0,912	12,06					
..07-08	0,912	4,73	0,96	34	I N D I C E S		
..14-J	0,912	4,73	0,96	97	D O		
..16-J	0,912	5,54	1,12	50	S I S T E M A		
..28-J	0,912	6,35	1,29	39			
..26-J	0,912	4,95	1,00	39			
..44-J	0,912	6,12	1,24	42	DEKs		2,18
..45-J	0,912	3,38	0,68	25	FEKs		3,05
31-J	0,912	5,40	1,09	29	DECs		5,13
43-46	0,912	16,25	3,29	58	FECs		7,36
46-J	0,912	5,81	1,18	31	s		0,478
					EFs		6685
					SDJ		5,15
D1-01	0,114	0,79	0,39	212			
01-05	0,114	2,28			EF D2		1020
04-05	0,114	0,33			EF R		2225
					EFD1		722
D3-39	0,114	4,30	0,64	139	EF D3		750
39-33	0,114	1,34			EFD4		1311
D4-32	0,114	4,52	1,82	110			
32-35	0,228	2,03					
35-36	0,114	2,41					
36-38	0,228	1,85					
37-J	0,114	0,98					
47-48	0,228	2,19					
34-J	0,114	3,13	0,36	56			

BLOCOS	TAXA FALHA	RECUR MANUT	Ib	EF/KM	I N D I C E S		
..D2-06	0,228	1,28	1,82	68	FEK	AL2	5,63
..06-09	0,114	1,20				AL1	0,39
..09-40	0,114	2,67				AL3	0,64
..40-20	0,114	1,25				AL4	2,49
..10-11	0,228	0,48					
..11-12	0,114	1,95			DEK	AL2	3,76
..41-42	0,114	0,28				AL1	0,23
..12-13	0,114	0,18				AL3	0,54
..13-18	0,114	0,30				AL4	1,97
..15-17	0,114	0,48					
..17-18	0,228	3,99			FEC	AL2	7,15
						AL1	0,39
..20-22	1,026	11,80	11,69	160		AL3	0,64
..21-J	1,026	9,15				AL4	2,27
..24-27	0,114	1,78					
..22-23	1,026	8,50			DEC	AL2	4,93
..23-29	0,114	0,12				AL1	0,23
..25-27	1,026	4,10				AL3	0,54
..29-38	1,026	8,95				AL4	1,94
..30-43	1,026	13,40					
..07-08	1,026	5,25	1,08	38	I N D I C E S		
..14-J	1,026	5,25	1,08	109	D O		
..16-J	1,026	6,15	1,26	56	S I S T E M A		
..28-J	1,026	7,05	1,45	44			
..26-J	1,026	5,50	1,13	44			
..44-J	1,026	6,80	1,40	47	DEKs		2,09
..45-J	1,026	3,75	0,77	28	FEKs		2,95
31-J	1,026	6,00	1,23	32	DECs		4,77
43-46	1,026	18,05	3,70	65	FECs		6,89
46-J	1,026	6,45	1,32	35	s		0,505
					EFs		6602
					SDJ		5,12
D1-01	0,114	0,79	0,39	212			
01-05	0,114	2,28			EF D2		826
04-05	0,114	0,33			EF R		2093
					EFD1		722
D3-39	0,114	4,30	0,64	139	EF D3		750
39-33	0,114	1,34			EFD4		1473
D4-32	0,228	6,78	2,26	123			
32-35	0,114	1,35					
35-36	0,228	3,62					
36-38	0,114	1,23					
37-J	0,228	1,47					
47-48	0,114	1,46					
34-J	0,228	4,70	0,71	112			

ANEXO 8

Quadro Resumo dos Blocos que receberam Manutenção
segundo as Metodologias

MP CODI, MP CELESC, CESP, CIRCUITOS CRÍTICOS e PP&L Co.

