



**UFSM**

**Dissertação de Mestrado**

**DESENVOLVIMENTO DE ALGORITMOS PARA  
OTIMIZAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE REDES DE  
DISTRIBUIÇÃO**

---

**Lorenzo Comassetto**

**PPGEE**

**Santa Maria, RS, Brasil.**

**2004**

**DESENVOLVIMENTO DE ALGORITMOS PARA  
OTIMIZAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE REDES DE  
DISTRIBUIÇÃO**

---

**por**

**Lorenzo Comassetto**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica,  
Área de Concentração em Processamento de Energia, da  
Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS),  
como requisito parcial para a obtenção do grau de  
**Mestre em Engenharia Elétrica**

**PPGEE**

**Santa Maria, RS, Brasil.**

**2004**

**Universidade Federal de Santa Maria  
Centro de Tecnologia  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

A Comissão Examinadora, abaixo assinada,  
aprova a Dissertação de Mestrado

**DESENVOLVIMENTO DE ALGORITMOS PARA  
OTIMIZAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE REDES DE  
DISTRIBUIÇÃO**

elaborada por  
**Lorenzo Comassetto**

como requisito parcial para a obtenção do grau de  
**Mestre em Engenharia Elétrica**

**COMISSÃO EXAMINADORA:**

---

**Vladimir Andreevitch Popov, PhD UFSM**  
(Presidente/Orientador)

---

**Felix Alberto Farret, PhD UFSM**

---

**Hans Helmut Zürn, PhD UFSC**

Santa Maria, 16 de Dezembro de 2004

**Dedico esta dissertação a Andréia,  
minha esposa, pela energia  
transmitida, paciência e incentivo  
durante a sua realização.**

## **AGRADECIMENTOS**

Aos amigos e colegas Engenheiros Daniel Pinheiro Bernardon e André L. Konig, por todo o apoio, críticas e sugestões que contribuíram para o enriquecimento deste trabalho.

Ao professor Vladimir A. Popov, pelo respeito, seriedade e paciência com que me orientou nas atividades ao longo do curso e pelo apoio intelectual que foi fundamental na busca de soluções.

À Coordenação, aos professores e aos funcionários do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria, em especial aos Profs. Alzenira da Rosa. Abaide, Luciane Neves Canha e a Sra. Cleonice Oliveira, pela competência e profissionalismo.

Aos gerentes da Empresa Rio Grande Energia S. A., Paulo C. Batista, Ângelo de Francheschi e Rodrigo Bertani, por terem me proporcionado condições para a realização do curso.

Enfim, a todos aqueles que, de algum modo, contribuíram para a realização deste trabalho.

# SUMÁRIO

LISTA DE QUADROS .....	ix
LISTA DE FIGURAS .....	xii
LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS .....	xiv
LISTA DE SÍMBOLOS .....	xvi
LISTA DE APÊNDICES .....	xviii
ABSTRACT .....	xx
CAPÍTULO 1	
INTRODUÇÃO.....	21
1.1 – Objetivos desta dissertação .....	25
1.2 – Organização dos Capítulos.....	26
CAPÍTULO 2	
REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	28
CAPÍTULO 3	
REGISTRO DE INTERRUPÇÕES NO FORNECIMENTO DE ENERGIA.....	33
3.1 – Fluxo do Registro de Interrupções .....	35
3.2 - Problemas Verificados na Sistemática Atual de Registro .....	40

## CAPÍTULO 4

ANÁLISE ESTATÍSTICA DE INTERRUPÇÕES .....	44
4.1 - Registros Considerados.....	46
4.1.1 – Taxa de Falhas ( $w_o$ ) .....	47
4.1.2 – Tempo Médio de Despacho ( $\tau_{\text{desp}}$ ) .....	51
4.1.3 – Tempo Médio de Deslocamento ( $\tau_{\text{dest}}$ ).....	57
4.1.4 – Tempo Médio de Serviço ( $\tau_{\text{serv}}$ ) .....	61

## CAPÍTULO 5

MODELAGEM DE TOPOLOGIA E CARACTERÍSTICAS OPERACIONAIS.....	67
------------------------------------------------------------	----

## CAPÍTULO 6

DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO E MANOBRA.....	83
6.1 - Dispositivos de Proteção.....	84
6.1.1 – Chaves Fusíveis.....	85
6.1.2 – Chaves Repetidoras .....	90
6.1.3 – Religadores.....	91
6.2 - Dispositivos de Manobra .....	93
6.2.1 – Chaves Faca.....	93
6.2.2 – Chaves Sob-Carga .....	95

CAPÍTULO 7	
ALGORÍTIMOS DE OTIMIZAÇÃO DE CONFIABILIDADE .....	96
7.1. – Matriz Lógica Estrutural .....	96
7.2. – Algoritmo Heurístico de Otimização Discreta para Chaveamento Ótimo.....	104
7.3 – Realização Prática dos Algoritmos .....	115
7.4 –Algoritmo para o Aumento da Confiabilidade com Recursos Disponíveis .....	149
7.5 – Algoritmo Reverso de Chaveamento Ótimo .....	157
CAPÍTULO 8	
RESULTADOS EXPERIMENTAIS E DISCUSSÃO .....	170
CAPÍTULO 9	
CONCLUSÕES .....	186
9.1 – Contribuições.....	188
9.2 – Artigos Publicados .....	189
9.3 – Sugestões para Continuidade do Trabalho.....	189
BIBLIOGRAFIA .....	191



## LISTA DE QUADROS

QUADRO 5.1: Matriz de incidência dos nós nas ligações dos ramos.	69
QUADRO 5.2: Matriz de incidência dos ramos nos circuitos fechados da rede. ....	70
QUADRO 5.3: Matriz de incidência para a rede da Figura 5.2.....	73
QUADRO 5.4: Conjunto de ramos para a rede da Figura 5.4. ....	75
QUADRO 5.5: Conjunto de nós para a rede da Figura 5.4. ....	76
QUADRO 5.6: Conjunto de nós acrescido dos valores de corrente. ..	77
QUADRO 5.7: Conjunto de ramos acrescido dos valores de corrente.	78
QUADRO 5.8: Representação dos valores de corrente para cada trecho da rede. ....	78
QUADRO 5.9: Conjunto de ramos para a rede da Figura 5.7. ....	80
QUADRO 5.10: Conjunto de nós para a rede da Figura 5.7. ....	80
QUADRO 7.1 – Matriz Lógica Estrutural. ....	99
QUADRO 7.1 – Matriz Lógica Estrutural. ....	102
QUADRO 7.2: Representação dos trechos acumulados de rede .....	107
QUADRO 7.3: Representação dos trechos acumulados de rede .....	108
QUADRO 7.4: Zonas de Proteção .....	110
QUADRO 7.5: Zonas de Proteção .....	110
QUADRO 7.6: Zonas de Comutação .....	111
QUADRO 7.7: Zonas de Comutação .....	112

QUADRO 7.8: Representação dos valores de fluxo de potência .....	116
QUADRO 7.9: Representação dos valores esperados de energia interrompida .....	116
QUADRO 7.10: Teste no ramo 6-7 .....	117
QUADRO 7.11: Teste no ramo 1-6 .....	118
QUADRO 7.12: Teste no ramo 3-5 .....	119
QUADRO 7.13: Teste no ramo 3-4 .....	121
QUADRO 7.14: Teste no ramo 2-3 .....	122
QUADRO 7.15: Teste no ramo 1-2 .....	123
QUADRO 7.16: Teste no ramo 6-7 .....	125
QUADRO 7.17: Teste no ramo 1-6 .....	126
QUADRO 7.18: Teste no ramo 3-5 .....	127
QUADRO 7.19: Teste no ramo 3-4 .....	129
QUADRO 7.20: Teste no ramo 2-3 .....	130
QUADRO 7.21: Representação dos valores esperados de energia interrompida .....	133
QUADRO 7.22: Teste no ramo 6-7 .....	134
QUADRO 7.23: Teste no ramo 1-6 .....	135
QUADRO 7.24: Teste no ramo 3-5 .....	136
QUADRO 7.25: Teste no ramo 3-4 .....	137
QUADRO 7.26: Teste no ramo 2-3 .....	138
QUADRO 7.27: Teste no ramo 1-2 .....	139
QUADRO 7.28: Teste no ramo 6-7 .....	141
QUADRO 7.29: Teste no ramo 1-6 .....	143
QUADRO 7.30: Teste no ramo 3-5 .....	144
QUADRO 7.31: Teste no ramo 3-4 .....	145

QUADRO 7.32: Teste no ramo 2-3 .....	147
QUADRO 7.33: Representação dos valores de fluxo de potência ...	152
QUADRO 7.34: Representação dos valores esperados de energia interrompida .....	153
QUADRO 7.35: Teste no ramo 6-7 .....	155
QUADRO 7.36: Quadro Resumo, “Fator $K_{ef}$ ” .....	156
QUADRO 7.37: Representação dos valores de fluxo de potência ...	159
QUADRO 7.38: Resultado de remoção dos dispositivos no ramo 6-7	159
QUADRO 7.39: Resultado de remoção dos dispositivos no ramo 1-6	161
QUADRO 7.40: Resultado de remoção dos dispositivos no ramo 3-5	162
QUADRO 7.40: Resultado de remoção dos dispositivos no ramo 3-4	163
QUADRO 7.41: Resultado de remoção dos dispositivos no ramo 2-3	165
QUADRO 7.42: Resultado de remoção dos dispositivos no ramo 1-2	166
QUADRO 7.43: Quadro Resumo da Primeira Interação .....	167
QUADRO 8.1: Quadro Resumo para o Teste de Comparação .....	177

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 3.1: Mapa Demonstrativo .....	34
FIGURA 3.2: Fluxo de informações sobre interrupções de energia...	38
FIGURA 3.3 Fluxo de informações sobre Interrupções de energia (Continuação) .....	39
FIGURA 5.1: Exemplo de rede elétrica. ....	68
FIGURA 5.2: Exemplo de rede elétrica radial.....	72
FIGURA 5.3: Representação do fluxo de carga.....	74
FIGURA 5.4: Representação dos parâmetros $\alpha_r$ e $\beta_r$ .....	76
FIGURA 5.5: Representação dos parâmetros $\alpha_n$ e $\beta_n$ .....	77
FIGURA 5.6: Representação do fluxo de carga.....	78
FIGURA 5.7: Rede de distribuição.....	79
FIGURA 5.8: Representação no ASD para a rede da Figura 5.7.....	82
FIGURA 5.9: Simbologia empregada para representação dos elementos elétricos. ....	82
FIGURA 6.1: Chave Fusível .....	85
FIGURA 6.2: Características do Elo Fusível.....	87
FIGURA 6.3: Chave Fusível Repetidora .....	90
FIGURA 6.4: Chave Sob-carga .....	95
FIGURA 7.1: Diagrama Unifilar da Rede de Distribuição.....	98
FIGURA 7.2: Exemplo de Aplicação .....	101

FIGURA 7.3: Diagrama Unifilar da Rede de Distribuição.....	107
FIGURA 7.4: Zonas de Proteção .....	109
FIGURA 7.5: Zonas de Comutação .....	111
FIGURA 7.6: Diagrama Unifilar do Exemplo 1 .....	115
FIGURA 7.7: Demonstrativo do 1º Dispositivo .....	124
FIGURA 7.8: Demonstrativo do 2º Dispositivo .....	131
FIGURA 7.9: Diagrama Unifilar do Exemplo 2.....	132
FIGURA 7.10: Demonstrativo do 1º Dispositivo .....	141
FIGURA 7.11: Demonstrativo do 2º Dispositivo .....	148
FIGURA 7.12: Diagrama Unifilar do Exemplo 3.....	152
FIGURA 7.13: Resultado da Otimização.....	157
FIGURA 7.14: Diagrama Unifilar do Exemplo.....	159
FIGURA 7.15: Comparativo de Otimização.....	168
FIGURA 8.1: Tela inicial do fluxo de potência do ASD.....	171
FIGURA 8.2: Estimativa de energia interrompida por ano .....	172
FIGURA 8.3: Estimativa do número de clientes hora interrompidos por ano.....	173
FIGURA 8.4: Configuração Real do Sistema em Análise.....	174
FIGURA 8.5: Configuração Real do Sistema em Análise.....	175
FIGURA 8.6: Estimativa Inicial de Energia Interrompida .....	176
FIGURA 8.7: Configuração Proposta pela ASD .....	177
FIGURA 8.8: Tela demonstrativa do ASD .....	179
FIGURA 8.9: Configuração Proposta pela ASD .....	180
FIGURA 8.10: Gráfico de Desempenho .....	181
FIGURA 8.11: Comparação entre Algoritmos .....	182
FIGURA 8.12: Janela de Opcionais do ASD.....	183

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

AL	Alimentador
ASD	Programa Computacional para Análise dos Sistemas de Distribuição
RGE	Empresa Rio Grande Energia S.A.
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica
RP	Rede Primária
RS	Rede Secundária
SE	Subestação
SGD	Sistema de Gestão da Distribuição
TD	Transformador de Distribuição
UFSM	Universidade Federal de Santa Maria
COD	Centro de Operações da Distribuição
UC	Unidade Consumidora
TA	Trouble Analysis
OMS	Ordem de Manobra e Serviço;
OMD	Ordem de Manobra de Distribuição
TA	Analisador de Defeitos;
IS	InService / Dispatcher – Sistema de Despacho Técnico;
COS	Centro de Operação do Sistema;
SRE	Sistema de Registro de Eventos da Transmissão;

DBA	Banco de Dados do Sistema Técnico;
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor;
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor;
METRO	Departamento Regional Metropolitano;
DJ	Disjuntor do alimentador na Subestação de Distribuição;
FU	Dispositivo de proteção do tipo Chave Fusível;
FC	Dispositivo de manobra do tipo Chave Faca;
RL	Dispositivo de proteção do tipo Religador;
SC	Dispositivo de proteção do tipo Seccionalizadora;

## LISTA DE SÍMBOLOS

$\alpha_n$ e $\alpha_r$	Nível de informação sobre o nó e o ramo
$\beta_n$ e $\beta_r$	Nível de informação sobre o ramo que alimenta o nó e o ramo considerados
$I_{ij}$	Módulo da corrente no ramo do alimentador entre os nós i e j
$I_{ijt}$	Módulo da corrente no ramo do alimentador entre os nós i e j no instante t
$I_n$	Corrente nominal do transformador
$I_{rij}$ e $I_{xij}$	Componentes, ativa e reativa, da corrente no ramo do alimentador entre os nós i e j
$I_{rj}$ e $I_{xj}$	Componentes, ativa e reativa, da corrente primária para o elemento localizado no nó j do alimentador
$N$	Número de consumidores
$P_{ij}$ e $Q_{ij}$	Potências, ativa e reativa, no ramo do alimentador entre os nós i e j
$P_j$ e $Q_j$	Potências, ativa e reativa, do elemento localizado no nó j do alimentador.
$w_o$	Taxa de Falhas;
$W_n$	Estimativa de Energia não fornecida;
$W_{no}$	Estimativa de Energia não fornecida inicial;
$\ell$	Comprimento de trecho expresso em quilômetros.
$\tau_{Desp}$	Tempo médio de despacho;



$\tau_{Desl}$	Tempo médio de deslocamento;
$\tau_{Serv}$	Tempo médio de serviço;
$N_i$	Número de consumidores do transformador $i$ ;
$S_i$	Potência do transformador $i$ ;
$K_{ef}$	Fator de Eficiência.

## LISTA DE APÊNDICES

APÊNDICE A

CÓDIGO FONTE DO PROGRAMA ASD .....197

## **RESUMO**

Dissertação de Mestrado  
Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica  
Universidade Federal de Santa Maria

### **DESENVOLVIMENTO DE ALGORITMOS PARA OTIMIZAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

Autor: Lorenzo Comassetto  
Orientador: Vladimir Andreevitch Popov, PhD  
Data e Local da Defesa: Santa Maria, 16 de Dezembro de 2004.

As novas regulamentações do setor elétrico têm solicitado das concessionárias uma maior eficiência no desempenho de seus sistemas de distribuição, exigindo níveis de qualidade e de continuidade de energia mais rigorosos. Neste trabalho busca-se determinar a melhor forma de modelagem dos indicadores integrais de confiabilidade de sistemas elétricos, distribuição de recursos financeiros e de materiais visando o aumento da confiabilidade das redes de distribuição, na qual permitirão avaliar as melhores alternativas de investimento no universo do alimentador, segundo os critérios básicos de continuidade nas redes de distribuição de energia elétrica. Esse contexto motivou o desenvolvimento de metodologias, de algoritmos e de uma ferramenta computacional para estimação de confiabilidade em sistemas de distribuição, visando ao processamento mais adequado de todas as informações disponíveis nas concessionárias. O programa desenvolvido, ASD, foi preparado para atender as necessidades das concessionárias, vindo a beneficiar as áreas de operação, de planejamento e de manutenção, com especial ênfase para a confiabilidade de fornecimento de energia elétrica. O trabalho está dividido em 9 capítulos tratando respectivamente de: introdução; revisão literária; registros de interrupções de fornecimento de energia (formas de registros e identificação de problemas); análise estatística de interrupções (com base nos dados disponíveis no banco de dados da concessionária); modelagem de topologia e características operacionais (considerando somente a informação das ligações que existem de fato, dispensando o uso de matrizes); dispositivos de proteção e manobra (restrições e características operacionais); algoritmos de otimização de confiabilidade; resultados práticos (estudos de casos na área de concessão da concessionária de energia elétrica Rio Grande Energia S.A. - RGE) e por fim conclusões e considerações do autor.

## **ABSTRACT**

Master Dissertation  
Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica  
Universidade Federal de Santa Maria

# **DESENVOLVIMENTO DE ALGORITMOS PARA OTIMIZAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

**(ALGORITHM DEVELOPMENT FOR THE RELIABILITY OPTIMIZATION ON  
DISTRIBUTION NETWORKS)**

Author: Lorenzo Comassetto

Supervisor: Vladimir Andreevitch Popov, PhD

Date and Local: December, 16 of 2004, Santa Maria

New regulations of the electricity sector have requested greater efficiency from the power utilities in the performance of their distribution systems, requiring more rigorous quality and continuity energy levels. This work has the purpose of stating the best way to model the integer indicators of reliability for electric systems, financial resources and material distribution, aiming at an increased reliability of the distribution systems, which will allow to best evaluating the investment alternatives on the feeder universe, following the basic criteria of continuity in distribution systems. This context motivated this work whose proposal is the development of methodologies, algorithms and a computational tool for state estimation in distribution systems, aiming at a more adequate processing of all available information in the power utilities. The program developed, ASD, was prepared to attend the needs of the power utilities, benefiting the areas of operation, planning and maintenance, with special emphasis in the reliability of the electrical energy supply. This work is divided into 9 chapters dealing, respectively, with: introduction; literature revision; registering of energy supply interruptions (ways of registering and problem identification); statistic analysis of the interruptions (based on the data available on the data bank found in the power utilities); representation of the electrical topology and operational characteristics (the algorithm only takes into consideration the information of connections that really exist, dispensing the use of matrixes); protection and maneuver devices (restrictions and operational characteristics); algorithms of reliability optimization; practical results (case studies in RGE's concession area); contributions and the author's considerations about the program developed.

## INTRODUÇÃO

---

A eletricidade iniciou no Brasil no final do século 19, através da concessão de privilégio para a exploração da iluminação pública, dada pelo Imperador D. Pedro II a Thomas Edison. Em 1930, a potência instalada no Brasil atingia a cerca de 350 MW, na maioria, hidroelétricas operando a “fio d’água” ou com pequenos reservatórios de regularização diária. Em 1939, no Governo Vargas, foi criado o Conselho Nacional de Águas e Energia, órgão de regulamentação e fiscalização, mais tarde substituído pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE subordinado ao Ministério de Minas e Energia do Governo Federal, que tem como função básica estabelecer as condições técnicas e financeiras para a prestação do serviço público de energia elétrica. O Governo Federal é acionista majoritário da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS, uma "holding company", com funções de coordenação do planejamento e da operação, captação e aplicação de recursos para financiar as atividades do setor.

A estrutura do setor elétrico no Brasil foi formulada no início dos anos 70 sob um modelo no qual o Governo Federal construía e operava a geração e a transmissão de energia elétrica, enquanto os

---

governos dos Estados da Federação tinham a responsabilidade da distribuição de energia aos consumidores. No estado do Rio Grande do Sul, recentemente houve a privatização do setor de distribuição, sendo o mesmo dividido em três empresas (Rio Grande Energia – RGE, Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE e a AES SUL), as quais são regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

Um dos problemas e o de maior prioridade para todas as companhias distribuidoras, está relacionado a garantia de um alto nível de confiabilidade no fornecimento de energia elétrica determinados pela ANEEL através da Resolução número 24 de 27 de janeiro de 2000 que estabelece as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras; “A continuidade da distribuição de energia elétrica deverá ser supervisionada, avaliada e controlada por meio de indicadores coletivos que expressem os valores vinculados a conjuntos de unidades consumidoras, bem como indicadores individuais associados a cada unidade consumidora”. Os indicadores estipulados pela ANEEL tratam da Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC), Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC), Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) e Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC).

A violação das metas de continuidade estimulada pela ANEEL implica em pesadas penalidades às distribuidoras, mas aos

consumidores a insuficiência de confiabilidade agrega também um custo social, custo este que é de difícil mensuração. A tentativa de análise do custo social de uma interrupção no fornecimento de energia elétrica, vem sendo estudado por diversos autores, onde se busca o entendimento da forma de utilização da energia elétrica pelas pessoas e tenta-se a classificação por importância social, quantificando algumas questões qualitativas, e ainda visando manter os aspectos constitucionais onde todos os cidadãos são iguais e possuem os mesmos direitos. Do ponto de vista dos consumidores de energia elétrica pode-se individualmente verificar os prejuízos causados por uma interrupção no fornecimento. Do ponto de vista da empresa de energia elétrica a tarefa de avaliar caso a caso as interrupções não programadas visando atender os prejuízos causados a cada consumidor é uma ocupação bastante complexa, mas proporcionar uma continuidade relativamente segura é serviço primordial da empresa distribuidora. Dentro destas questões busca-se uma forma inicial da empresa responder objetivamente o quanto é necessário investir em seu sistema de distribuição visando uma continuidade segura e econômica para seus consumidores. As falhas súbitas causadas por fatores aleatórios devem ser entendidas e contrabalançadas, caso se pretenda evitar os danos não só econômicos, mas especialmente sociais. Desta forma, as empresas vêm adotando sistemas de distribuição cada vez mais complexos e de maior flexibilidade, através de novos alimentadores, viabilizando diversas possibilidades de transferência de carga, seccionamento de trechos defeituosos, equipamentos de manobra e proteção telecomandados,

subestações supervisionadas, adequando os sistemas de proteção, adotando dispositivos de auxílio a localização de falhas, entre outros. Mas estas alternativas implicam em investimentos de grande magnitude, desta forma as empresas estão sempre em busca da otimização de seus investimentos através das melhores alternativas, sendo elas operacionais ou técnicas. Estas diversas questões motivaram a realização desta dissertação, na qual se propõe o desenvolvimento de algoritmos e de uma ferramenta computacional para a otimização de recursos para a aplicação de dispositivos de comutação e proteção. Atualmente esta ferramenta já se encontra em aplicação na Empresa Rio Grande Energia S.A.

O software, batizado como ASD – Análise de Sistemas de Distribuição, foi desenvolvido no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria, com a participação dos professores Vladimir A. Popov e Alzenira R. Abaide e pelos Doutorandos Daniel Pinheiro Bernardo e André Leonardo König.

A primeira parte do software ASD, desenvolvida pelo Eng. Daniel Pinheiro Bernardon [31] permite analisar o comportamento elétrico em qualquer ponto da rede de distribuição no que se refere à potência ativa e reativa, corrente, tensão, fator de potência, carregamento dos condutores e dos transformadores de distribuição, perdas de potência, além de representar graficamente a topologia elétrica das redes e as variáveis de estado.

A segunda parte do programa desenvolvido com base nesta dissertação analisa a possibilidade de instalação de dispositivos de



manobra e proteção, com as suas respectivas restrições de instalação, baseado nos dados estatísticos das falhas no fornecimento de energia, visando minimizar o número de clientes interrompidos e a energia total não fornecida conforme recursos financeiros disponíveis na empresa.

## **1.1 – Objetivos desta dissertação**

Nesta dissertação busca-se determinar a melhor forma de modelagem dos indicadores integrais de confiabilidade de sistemas elétricos, distribuição de recursos financeiros e de materiais visando o aumento da confiabilidade dos sistemas de distribuição, na qual permitirão avaliar as melhores alternativas de investimento no universo do alimentador, segundo os critérios básicos de continuidade nas redes de distribuição de energia elétrica. Desta forma foram abordados alguns tópicos:

- 1) Análise de formas de registro das interrupções de energia;
- 2) Levantamento de dados estatísticos das interrupções;
- 3) Modelagem de parâmetros das redes de distribuição;
- 4) Representação computacional da topologia elétrica das redes primárias de distribuição e dispositivos de manobra e proteção;

- 5) Construção de algoritmos para avaliação de indicadores integrais de confiabilidade nos sistemas de distribuição em função das informações disponíveis nas concessionárias;
- 6) Desenvolvimento de algoritmo e software para chaveamento ótimo das redes de distribuição, considerando várias formulações de problemas;
- 7) Aplicação do sistema computacional desenvolvido para a análise de redes de distribuição.

## **1.2 – Organização dos Capítulos**

Esta dissertação é composta por 9 capítulos. No primeiro, é apresentada uma introdução geral dos sistemas elétricos de potência, enfatizando-se a confiabilidade de sistemas de distribuição; a seguir, a proposta desta dissertação, assim como vantagens dos métodos e algoritmos desenvolvidos.

No segundo, é feita uma revisão dos métodos convencionais empregados, atualmente, para a estimação e otimização de confiabilidade em sistemas de distribuição, descrevendo o conteúdo do material utilizado na pesquisa bibliográfica.

No terceiro, é descrito como são realizados os registros das interrupções de energia elétrica na rede de distribuição de energia da Rio Grande Energia.

No quarto, são realizadas análises dos dados necessários e disponíveis para a estimação dos índices de confiabilidade dos sistemas de distribuição.

No quinto, são descritos os procedimentos necessários para realização da representação da topologia elétrica e estimação de estados das redes de distribuição radiais.

No sexto, são descritas as características técnicas e operacionais, dos dispositivos de proteção e manobra utilizados nas redes de distribuição de energia elétrica.

No sétimo, é apresentado o método de modelagem de confiabilidade através da Matriz Lógica Estrutural, que também está sendo utilizada para a otimização de interrupções de energia na rede de distribuição. Além disso, é apresentado o desenvolvimento de algoritmos para otimização de confiabilidade em várias formulações, de acordo com as informações disponíveis nas concessionárias, possibilitando assim o cálculo mais prático e exato.

No oitavo, é realizada a integração dos algoritmos propostos com a ferramenta computacional desenvolvida na Universidade Federal de Santa Maria denominada de ASD – Análise de Sistemas de Distribuição e atualmente aplicado na Empresa RGE, além de analisar os resultados experimentais obtidos através da sua aplicação prática.

No nono, são feitas as considerações finais, ou seja, um resumo das principais conclusões e contribuições desta dissertação, onde também são sugeridos possíveis tópicos de interesse para a continuidade deste trabalho.

## **REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

---

Têm-se atualizado nos últimos anos pesquisas referentes à estimação e otimização da confiabilidade em sistemas de distribuição, cabendo ressaltar algumas concepções sobre esse tema.

Confiabilidade é uma das características mais importantes de qualquer sistema técnico. Na engenharia elétrica as primeiras pesquisas desta área foram ligadas com sistemas de potência [1]. Explica-se que falhas em sistemas energéticos de grande porte podem provocar grandes desligamentos, com um número elevado de consumidores interrompidos, regiões inteiras podem ficar sem energia e conseqüentemente criar profundos prejuízo. Entretanto, pesquisas nos últimos anos mostram que mais de 80% de todas as falhas estão ligadas a sistemas de distribuição de energia [2]. Os métodos utilizados para análise de confiabilidade de sistemas de potência, nem sempre podem ser utilizados ou são pouco eficientes para redes de distribuição [3]. Por outro lado, há muito tempo existiram vários critérios de confiabilidade, metodologias para definições e padronizações destes critérios, além disso foram necessários critérios adicionais os quais permitem não somente estimar níveis de

---

confiabilidade do fornecimento de energia, mas também podem ser utilizadas em problemas de otimização de confiabilidade em processos de planejamento e operação de redes elétricas. Todas essas circunstâncias podem explicar o grande número de pesquisas e publicações ligadas a este assunto.

As primeiras tentativas de considerações de confiabilidade em processos dos análise de sistemas de distribuição foram associadas com a construção de modelos matemáticos onde funções objetivo junto com investimentos e despesas operacionais foram incluídos prejuízos de insuficiência de confiabilidade de fornecimento energia. Como seqüência surgiu um grande número de publicações direcionadas a definições de estimativas quantitativas de prejuízos [4], [5], [6]. Pesquisas foram realizadas em vários países considerando as principais classes de consumidores: industriais, comerciais, residenciais e agricultura. A complexidade de solução destes problemas e as variedades das abordagens utilizadas inicialmente estão ligadas às dificuldades da obtenção de dados objetivos sobre prejuízos, especialmente considerando a sua dependência de vários fatores (horário da falha, duração, frequência, caráter e quantidade de cargas atingidas, etc) [7].

Em particular no trabalho [8] todas as falhas estão diferenciadas de acordo com as estações do ano, partes do dia (manhã, tarde e noite), duração (1h, 2h, 4h). Separadamente foram analisadas falhas de curta duração (alguns segundos), desligamentos com planos de contingência. Na maioria das vezes os mecanismos de estimação de prejuízos foram baseados na análise de dados recebidos por meio dos

próprios consumidores (determinado pelos mesmos) [9], [10] e [11]. Estes caminhos de pesquisas foram acompanhados com grandes dificuldades e foram criadas informações com muitas diversidades de estimativas quantitativas de possíveis prejuízos para os mesmos grupos de consumidores [6] [12], além disso ficam algumas incertezas em relação a objetividade desta informação. Sem o objetivo de discussão das vantagens e desvantagens desta forma de pesquisa, é possível concluir que este caminho de recebimento de informação pode ser utilizado quando a pesquisa for realizada na área de uma companhia energética específica ou em um programa de definição de prejuízos de caráter nacional.

Outro grupo de trabalhos direcionados na análise de confiabilidade de sistemas de distribuição incluem o desenvolvimento de uma série de critérios os quais caracterizam vários aspectos de confiabilidade de fornecimento de energia [13] e [14]. Esta pesquisa serviu como base para o desenvolvimento de alguns critérios principais de confiabilidade atualmente amplamente utilizados, tais como: MAIFI- The momentary average interruption frequency index, SAIFI – the system average interruption frequency index , SAIDI the system average interruption duration index. Estas características são seguidas como padrões nacionais em vários países. Depois, estes indicadores foram ampliados através de características adicionais as quais permitem uma análise mais detalhada da confiabilidade do fornecimento de energia, tanto para o lado dos consumidores, como dos fornecedores de energia [15]. Atualmente no Brasil os indicadores de continuidade adotados estão baseados no número mensal de

interrupções e em seus tempos na qual estão submetidos os clientes da empresa (DEC, FEC, DIC, FIC e DMIC). No trabalho [16] está mostrada a abordagem que permite definir os indicadores comentados acima, com base em tais características como: average failures rate (taxa média de falhas), average outage duration (tempo médio de restabelecimento e energia), annual outage duration, definidos com bases de dados estatísticos de falhas para vários elementos do sistema elétrico: linhas de distribuição de várias tensões nominais, transformadores, dispositivos de comutação, automatização e controle, redes de baixa tensão, etc...

Em alguns trabalhos, por exemplo [17], [18] para a estimação de confiabilidade foram utilizadas características como o valor esperado de energia não fornecida. A vantagem desta característica é a possibilidade de sua definição com um elevado nível de objetividade em casos da presença de informações sobre topologias e parâmetros das redes elétricas, dados estatísticos sobre falhas, etc... Em modernas companhias energéticas na maioria dos casos, estas informações são disponíveis. Mais uma vantagem importante deste indicador e a possibilidade de sua utilização não somente para a estimação de confiabilidade, mas também em problemas de otimização onde a confiabilidade está considerada como função objetivo (uma das funções objetivas) ou como restrição. Para cálculos de energia não fornecida é de grande importância a preparação dos dados estatísticos sobre as falhas que incluem dados sobre frequências de falhas e sobre tempo de restabelecimento de energia. Como exemplo que demonstra a grande quantidade de trabalhos sobre este assunto serve o artigo [19]

Considerando a complexidade da criação de modelos formais de análise de confiabilidade, foram utilizados vários métodos matemáticos incluindo, determinísticos, probabilísticos [20], [21] (em particular método de Monte Carlo [16], [14]), modelos de regressão [6], métodos que utilizam elementos de inteligência artificial [22] [23].

Os níveis de confiabilidade do fornecimento de energia devem ser considerados como processos de planejamento, mesmo com o aumento de eficiência de operação de sistemas. Aqui estão considerados problemas relativamente tradicionais, por exemplo, definições de topologias ótimas de rede, localização de dispositivos de comutação e proteção, conjuntos com problemas que são frutos de relações econômicas, por exemplo, a inclusão de confiabilidade em sistemas tarifários de energia elétrica [24].

Problemas de localização ótima de dispositivos de comutação podem ser considerados como classe de problemas combinatórios. Considerando que nestes casos, as funções objetivas são não lineares e não diferenciadas, os problemas não podem ser resolvidos através de métodos conhecidos de programação linear ou não linear [25]. Por isso, na literatura, estão apresentadas experiências de utilização de vários métodos informais tais como algoritmos genéricos, simulated annealing, redes neurais, tabu search e outras [26] [27] [28] e [29], as quais permitem receber soluções ótimas ou quase ótimas [30] com razoáveis despesas de recursos computacionais.



## **REGISTRO DE INTERRUPÇÕES NO FORNECIMENTO DE ENERGIA**

---

Para a avaliação do nível de confiabilidade nos sistemas de distribuição, se faz necessário a compreensão da forma de como é realizado o registro das interrupções de fornecimento e a confiabilidade dos dados a serem utilizados.

Neste capítulo é descrita a forma de registro das interrupções nos sistemas de distribuição de energia da Rio Grande Energia S.A.

A Rio Grande Energia (RGE) é a distribuidora de energia elétrica da região norte-nordeste do Estado do Rio Grande do Sul. Privatizada em outubro de 1997 a RGE atende 254 municípios gaúchos. A área de cobertura da Rio Grande Energia está dividida em cinco Departamentos de Operação: Metropolitano, Serra, Planalto, Noroeste e Missões.

A área de cobertura da RGE abrange em torno de 90.896 km<sup>2</sup>, com 254 municípios atendidos e uma população de 3.441.341 (Censo 2000), totalizando 1.052.281 clientes. O sistema de distribuição RGE

é distribuído de 55 subestações e 352 alimentadores com uma capacidade instalada de 1.225,93 MVA.

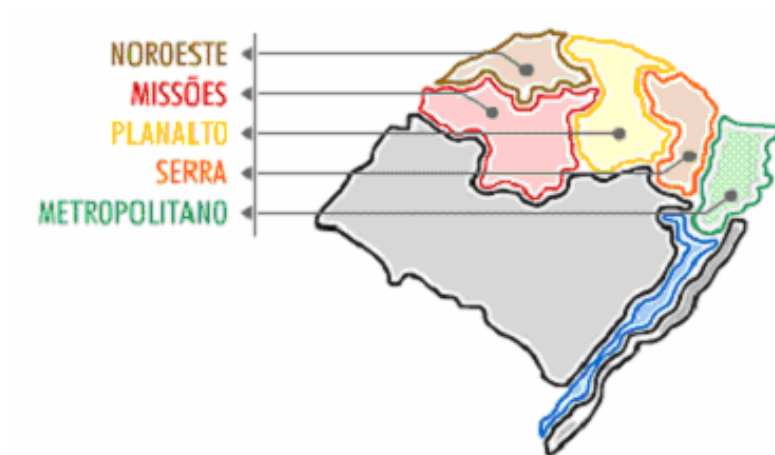


FIGURA 3.1: Mapa Demonstrativo

O Departamento Regional Noroeste tem sua sede localizada em Santa Rosa e atende cerca de 164.000 clientes em 74 municípios com 8.902 km de rede primária.

O Departamento Regional Missões tem sua sede localizada em Santo Ângelo e atende cerca de 111.000 clientes em 36 municípios com 4.377 km de rede primária.

O Departamento Planalto tem sua sede localizada em Passo Fundo e atende cerca de 234.000 clientes em 93 municípios com 11.290 km de rede primária.

O Departamento Serra tem sua sede localizada em Caxias do Sul e atende cerca de 284.000 clientes em 34 municípios com 8.864 km de rede primária.

O Departamento Metropolitano tem sua sede localizada em Gravataí e atende cerca de 210.000 clientes em 17 municípios com 5.427 km de rede primária.

### **3.1 – Fluxo do Registro de Interrupções**

O fluxo de informações sobre as interrupções no sistema de distribuição RGE possuem três formas iniciais de registro, distintas entre si, na qual a principal é realizada através do RGE 24h “Call Center”, centralizado em Caxias do Sul, atendendo um total de 254 municípios e com uma população superior a 3,2 milhões de habitantes, totalizando mais de um milhão de clientes. Através do RGE 24h são realizados todos os pedidos comerciais além do registro de reclamação de falta de energia e de níveis de tensão. Todas as solicitações comerciais, bem como as reclamações de falta de energia, são registradas em um sistema comercial chamado de OPEN, onde cada consumidor é identificado através de um número de UC (Unidade Consumidora), que neste contexto é o número seqüencial de seu contrato de fornecimento referente ao ponto de entrega de energia.

Os sistemas de cadastro, tanto o comercial (OPEN) quanto o técnico (FRAMME) possuem, cada um, seu próprio sistema de cadastro, gerenciados independentemente, e com critérios e formatação distintos. O cadastro comercial apresenta-se em uma dependência hierárquica das entidades através do município, bairro, logradouro, etc. Já a base técnica ainda inclui um componente gráfico,

georeferenciado, que posteriormente é utilizado no sistema de despacho técnico InService.

Ao ser cadastrado uma reclamação de falta de energia no sistema comercial OPEN, o mesmo é migrado imediatamente para o sistema de despacho técnico InService, na qual é identificado geograficamente o transformador na qual se encontra conectado o cliente reclamante (neste instante inicia a contabilização de tempo de interrupção). Ao longo onde são registrados novos casos de falta de energia no sistema InService, os registros são agrupados em um concentrador de eventos denominado TA (Trouble Analysis), que através de uma sistemática de interrupção seqüencial determina o provável equipamento de proteção que gerou a interrupção para um determinado grupo de eventos. Por exemplo, se houver somente a reclamação de um cliente, o defeito é sinalizado como sendo exclusivo do cliente, mas se outras reclamações de falta de energia são concentradas no mesmo transformador de distribuição, o sistema identifica como sendo o interruptor da falha a chave fusível de proteção do próprio transformador, mas caso as reclamações posteriores indiquem que a interrupção ocorreu em mais de um transformador do mesmo ramal, o sistema identifica o interruptor da falha como sendo o equipamento de proteção do ramal, e assim segue até o limite do disjuntor do alimentador. Em resumo eventos comerciais ou de situações de emergência informados no RGE 24 horas, são registrados no sistema comercial OPEN, migrados para o sistema InService na qual é posicionado geograficamente no mapa, os referidos eventos, para que os operadores do Centro de Operação da Distribuição (COD) possam

priorizar os eventos no momento do despacho as equipes de eletricitistas.

Com base nas informações cadastradas no sistema comercial OPEN e no sistema técnico InService, o operador do Centro de Operações da Distribuição (COD) informa o ocorrido a uma equipe de eletricitistas para que iniciem o atendimento do evento (neste instante inicia a contabilização de tempo de deslocamento). No momento em que a equipe localiza o defeito na rede de distribuição é informado ao operador do COD o estado da rede e as providências de manutenção necessárias (neste instante inicia a contabilização do tempo de serviço). Após realizada a manutenção necessária a equipe de eletricitistas informa ao COD o restabelecimento de energia (neste instante finaliza a contabilização de tempo de serviço e de interrupção).

A segunda forma de registros de interrupções de energia está ligada aos desligamentos programados, ou seja, desligamentos temporários que se fazem necessários devido alguma situação especial, tal como: troca ou reposição de equipamentos, manutenção na rede, de equipamentos, entre outras. O desligamento programado é solicitado através dos Departamentos Operacionais ou através do Departamento de Obras com no mínimo 11 (onze) dias úteis de antecedência à Divisão de Programação RGE, que irá comunicar todos os clientes envolvidos no desligamento e confeccionar uma Ordem de Manobra de Distribuição (OMD), contendo todos os passos necessários para a realização do isolamento elétrico da área a ser realizado o serviço solicitado.

A terceira forma de registros de interrupções de energia é realizada através da conversão dos dados cadastrados no sistema SRE (Sistema de Registro de Eventos), na qual são cadastrados todos os eventos ocorridos no sistema de transmissão RGE, CEEE ou do Sistema Básico de Transmissão que causam interrupções de energia aos consumidores RGE.

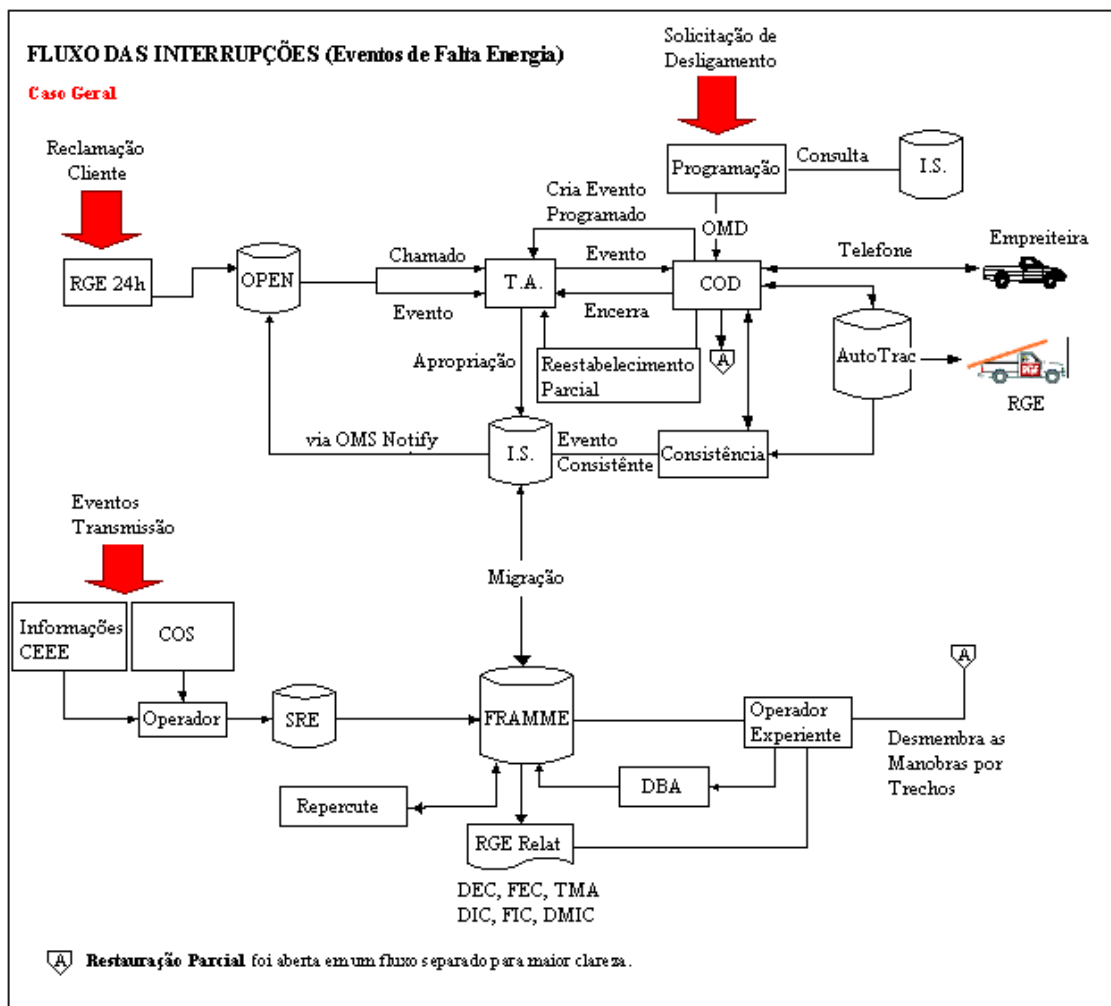


FIGURA 3.2: Fluxo de informações sobre Interrupções de energia

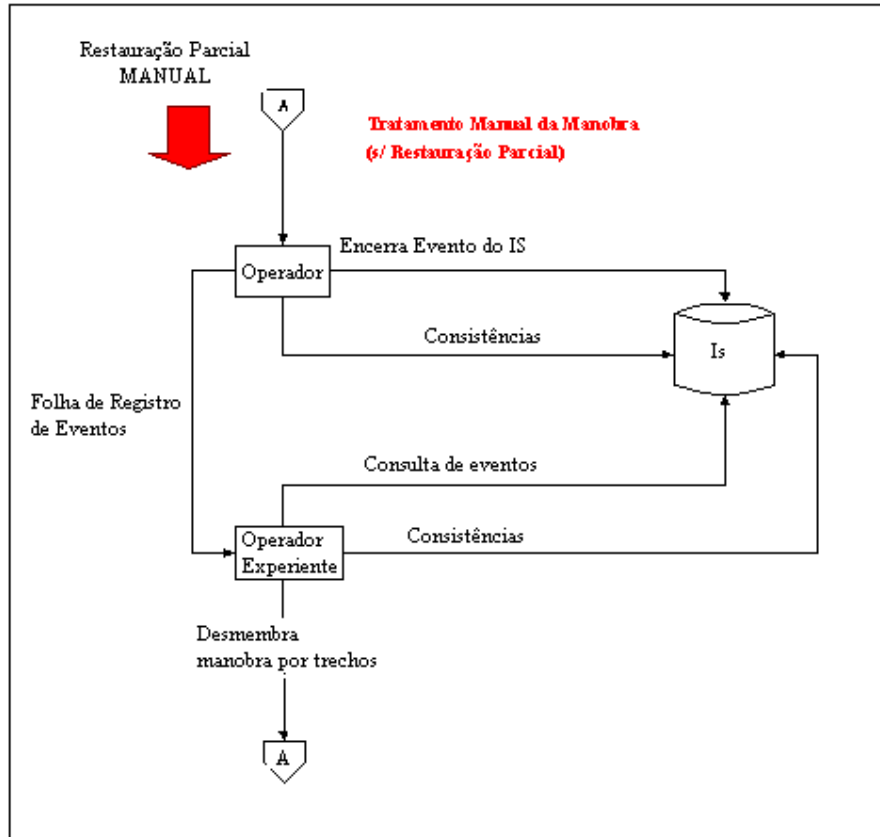


FIGURA 3.3 Fluxo de informações sobre Interrupções de energia  
(Continuação)

Legenda:

OMS: Ordem de Manobra e Serviço;

OMD: Ordem de Manobra de Distribuição;

TA: Trouble Analysis - Analisador de Defeitos;

IS: InService / Dispatcher – Sistema de Despacho Técnico;

COD: Centro de Operação da Distribuição;

AutoTrac: Sistema de comunicação Via Satélite;

COS: Centro de Operação do Sistema;

SRE: Sistema de Registro de Eventos da Transmissão;  
Repercute: Sistema de Inconsistências;  
DBA: Banco de Dados do Sistema Técnico;  
FRAMME: Sistema Técnico de Cadastro;  
RGE 24h: Call Center.

### **3.2 - Problemas Verificados na Sistemática Atual de Registro**

Foram verificados alguns fatores os quais serão descritos a seguir, que tendem a dificultar uma obtenção mais precisa das informações referentes às interrupções no fornecimento de energia elétrica na RGE, dificultando a obtenção dos parâmetros necessários para as análises de confiabilidade.

#### a) Tempos de Atendimento

As equipes de eletricitas recebem as informações referentes a falta de energia em um computador instalado no veículo chamado de Autotrak e que dispõe de comunicação via satélite, desta forma os horários são registrados automaticamente. As equipes que não possuem o sistema Autotrak estão sujeitas à restrições na comunicação com o COD em função das limitações do sistema de telefonia celular. Em função deste fato nem sempre os diversos estágios do atendimento, bem como a sua conclusão, são reportados ao operador



do COD em tempo real. Normalmente são efetuadas com atraso, gerando assim a necessidade de correções manuais. As equipes que dispõem de equipamentos de comunicação via satélite não possuem as restrições de comunicação, entretanto estão sujeitas a atrasos e indisponibilidade dos canais de transmissão de dados via satélite e interfaces entre os sistemas de comunicação e cadastro de interrupções.

#### b) Divergências entre os Códigos de Causa e Serviços

As codificações de causas e serviços utilizadas no registro de interrupções de energia nem sempre são suficientemente claras e em alguns casos o electricista não consegue o apontamento correto da situação encontrada em campo.

#### c) Comandos de manobra

A execução dos comandos de manobras na rede de distribuição são efetuados pelo COD a equipe de electricistas. Quando envolvem equipes terceirizadas são realizadas através de telefone celular, não havendo, portanto nenhuma evidência registrada dos comandos dados, horários e informações de retorno das equipes.

#### d) Ferramenta de Consistência das Informações

O sistema InService pressupõe que as informações recebidas estejam corretas, não realizando nenhuma crítica quanto à validade das mesmas. Todas as informações recebidas são automaticamente armazenadas no banco de dados, muitas delas recebidas diretamente das equipes de campo, pelo sistema de comunicação via satélite (Autotrac) e sem o conhecimento do operador. Foi desenvolvida pela RGE uma ferramenta de validação dos dados, por fora do sistema InService, evitando-se assim erros de apropriação dos dados informados pelas equipes de campo direto via satélite.

#### e) Falta de Supervisão em Subestações

Algumas subestações da RGE são desprovidas de sistema de telecomando, sendo portanto desassistidas. Desta forma, toma-se conhecimento de eventos nestas instalações a partir das reclamações dos clientes e de forma tardia.

#### f) Digitação Manual das Interrupções da Transmissão

A falta de integração do sistema SCADA (Supervisório das Subestações) com o sistema InService ocasiona uma defasagem entre o acontecimento dos eventos e seu efetivo registro. Estas condições implicam na necessidade do registro manual dos eventos da transmissão na base de dados do Sistema Técnico.

#### g) Erros de Conectividade

Os lançamentos manuais de registros de interrupção são realizados no FRAMME e passam por uma rotina de repercussão chamada de “REPERCUTE”, a qual é utilizada para identificação da abrangência da interrupção (identificação dos equipamentos atingidos e respectivos números de consumidores). O sistema ao detectar uma inconsistência de cadastro gera um evento de erro o qual é enviado aos responsáveis pelo cadastro para correção do problema.

#### h) Restabelecimento parcial não atende todos os casos

O sistema atual de registro e apuração de eventos de interrupção de energia não prevê todas as situações possíveis que ocorrem na prática, fazendo com que estes casos sejam tratados de forma manual pelo analista, o qual realiza o desdobramento da ocorrência para aproximar os registros efetuados com a situação ocorrida em campo.

## **ANÁLISE ESTATÍSTICA DE INTERRUPÇÕES**

---

O objetivo desta seção é descrever os procedimentos utilizados para a obtenção das informações necessárias para o estudo de confiabilidade considerando a maneira como são registrados os dados de interrupção no sistema atual de cadastro.

Os objetivos de otimização de confiabilidade estão direcionados na redução do tempo de restabelecimento de energia, considerando o seu impacto na quantidade de clientes horas sem energia e no valor esperado de energia não fornecida. Os relatórios utilizados pela RGE para o cálculo de taxa de falha, tempo de despacho, tempo de deslocamento e tempo de execução não distinguem entre interrupções na rede primária e rede secundária, por opção da própria concessionária, desta forma estes índices foram recalculados utilizando o Visual Basic Application do Excel com base nas informações cadastrais globais.

As informações globais podem ser obtidas através de relatórios mensais denominados de espelhos e apresentam as seguintes informações:

- Departamento: Indica qual dos cinco departamentos RGE pertence a interrupção (Serra, Metropolitano, Planalto, Noroeste ou Missões);
- ID: Número seqüencial atribuído para a Identificação Técnica gerada pelo OPEN;
- Data/Hora INI: Data e hora de início do evento (momento em que a reclamação entra no RGE24h);
- Data/Hora DES: Data e hora de despacho do evento pelo Dispatcher a equipe de eletricitas;
- Data/Hora CHEG: Data e hora de chegada ao local do evento pela equipe de eletricitas;
- Data/Hora FIM: Data e hora de encerramento do evento pela equipe de eletricitas;
- Tipo de rede onde houve o defeito: C- Circuito (Transformador); P- Rede Primária; S – Rede Secundária; T – Transmissão; U - Subestação
- Tipo de Interrupção programada ou emergencial: S- Programada; N-Emergencial
- Clima: 1-Tempo Bom, 2-Neve, 3-Neblina, 4-Vento, 5-Chuva, 6-Temporal;
- Tipo de Equipamento: CC- Circuito/Transformador RGE; PM- Medidor Primário/Transformador Particular; FU – Chave Fusível; CH- Chave Faca; RL – Religador; SC- Seccionalizadora; AL- Alimentador
- Equip: Identificação Técnica do Equipamento de Interrupção;
- CM: Código Numeral do Município;

- Município do Equipamento de Interrupção;
- Região do Equipamento de Interrupção: 1 –Urbano; 2 – Rural
- SUB: Sigla da Subestação de Origem;
- AL: Número de Identificação Técnica do Alimentador;
- Causa: Identificação Numeral da Causa da Interrupção;
- Serv: Identificação Numeral do Serviço Realizado;
- Nota: Identificação Técnica gerada pelo Dispatcher do Serviço Executado;
- Evento: Identificação Técnica gerada pelo Dispatcher da Interrupção;
- Resp: Responsável pela Interrupção: (RGE, Cliente ou CEEE)
- Tempo: Tempo total da interrupção em minutos
- CJ: Número de Municípios com Consumidores Atingidos;
- CS: Número de Consumidores Atingidos.

#### **4.1 - Registros Considerados**

Como foi abordado acima, as informações com as parcelas de tempo mais confiáveis são as com base no InService. Desta forma somente foram considerados os registros do sistema técnico de despacho, ou seja, somente os eventos que possuem associado um “Número de Evento”. Este tipo de registro somente teve início a partir de 01/07/2001, quando iniciou o sistema InService.

Como base de dados foram adotados os espelhos mensais dos anos de 2002 e 2003 na qual foram aplicadas algumas regras de seleção de registros. Estas regras foram:

- Somente eventos com o campo de seleção “T”, como sendo Primária;
- Somente eventos com o campo de seleção “P”, como sendo Emergencial;
- Eventos em que houve manobras na rede de distribuição, aparecem com o número de “Evento” repetido, desta forma, somente foi considerado o segundo registro, pois este compreende as parcelas completas de tempos.
- Eventos com tempo de serviço superiores ou iguais a 15 minutos. Esta distinção é necessária, para distinguir entre eventos transitórios e permanentes, além do fato que o sistema InService não distingue entre interrupções emergenciais e interrupções devido a manobras, como as manobras são lançadas manualmente no Trouble Analysis os tempos parciais de despacho e deslocamento ficam nulos.

#### **4.1.1 – Taxa de Falhas ( $w_o$ )**

Um dos fatores mais importantes para análises de confiabilidade, é a frequência de falhas em que o sistema em estudo está submetido. Esta frequência de defeitos pode ser quantificada através de um indicador denominado de Taxa de Falhas, que pode ser definido como

sendo o número de defeitos, em nosso caso, na rede (primária) em um determinado período, pela quilometragem total de rede primária do determinado sistema.

$$\omega_o = \frac{\sum F}{l_{\Sigma}}$$

Onde:

$\omega_o$  ; Taxa de Falhas;

$\sum F$  ; Somatório das falhas emergenciais da rede primária durante determinado período (geralmente anual);

$l_{\Sigma}$  ; Comprimento total do circuito de estudo em quilômetros.

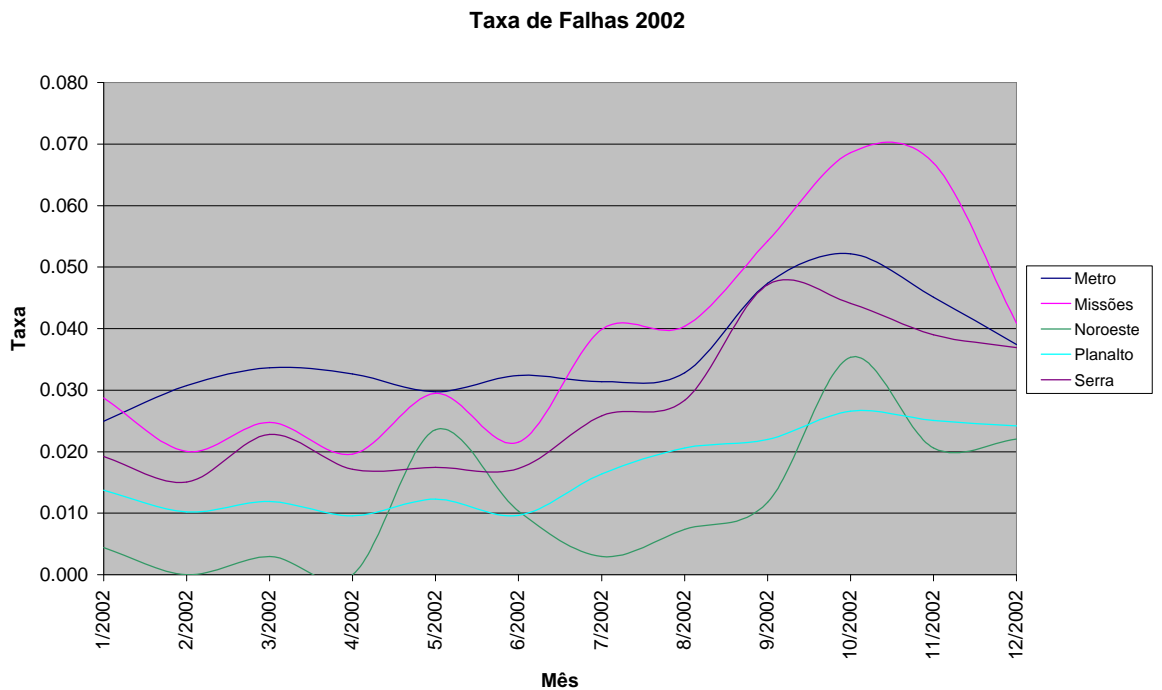
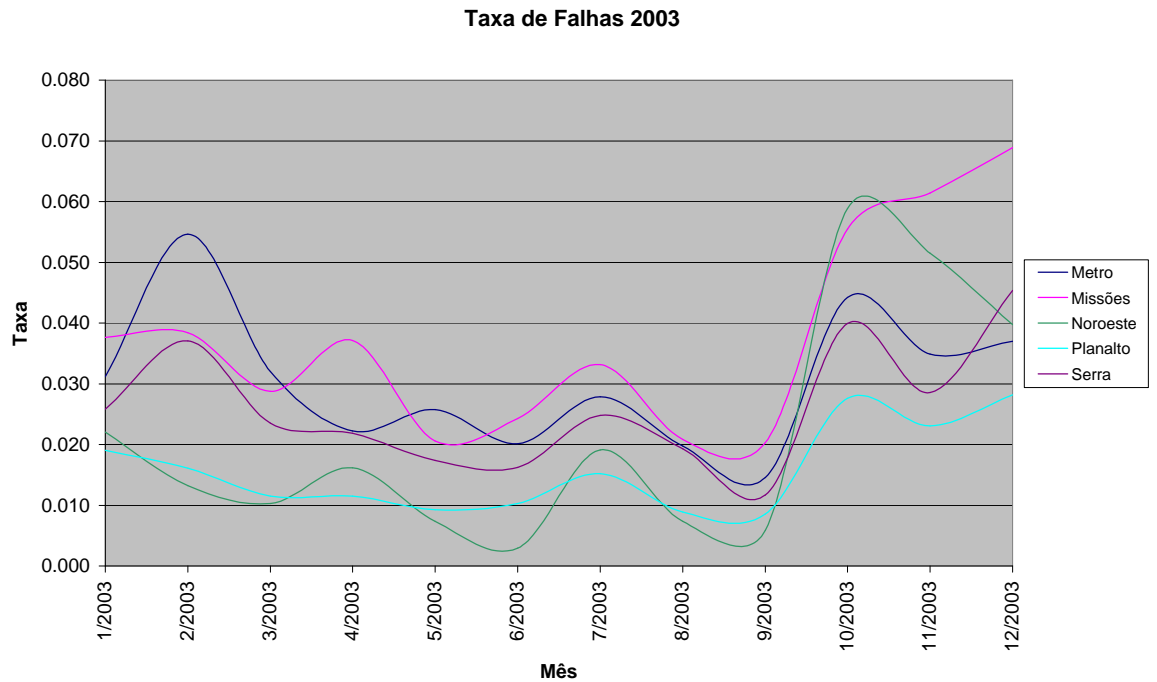


GRÁFICO 4.1: Taxa de Falhas RGE - 2002





**GRÁFICO 4.2: Taxa de Falhas RGE - 2003**

A RGE apresenta regiões com características geográficas muito diferenciadas, por este motivo a análise realizada foi dividida entre os cinco Departamentos Operacionais da Empresa.

Pelos gráficos 4.1 e 4.2 pode-se observar uma tendência comportamental das falhas muito semelhantes entre os departamentos ao longo dos meses. Este comportamento é devido as características climáticas do estado, onde os meses mais críticos (meses de temporais) estão refletidos entre os meses de Novembro e Janeiro.

As diferenças entre as grandezas de taxa de falhas apresentadas são devidas a diferenças próprias de cada região e Departamento, estando diretamente relacionada entre a densidade de clientes e rede de distribuição por quilômetro quadrado.

Os gráficos 4.1 e 4.2 serviram apenas de caráter informativo, para que se possa ter uma idéia da distribuição das falhas ao longo do ano, pois normalmente os valores utilizados nos exemplos práticos são considerando a taxa de falha anual conforme pode ser observado pelo gráfico 4.3.

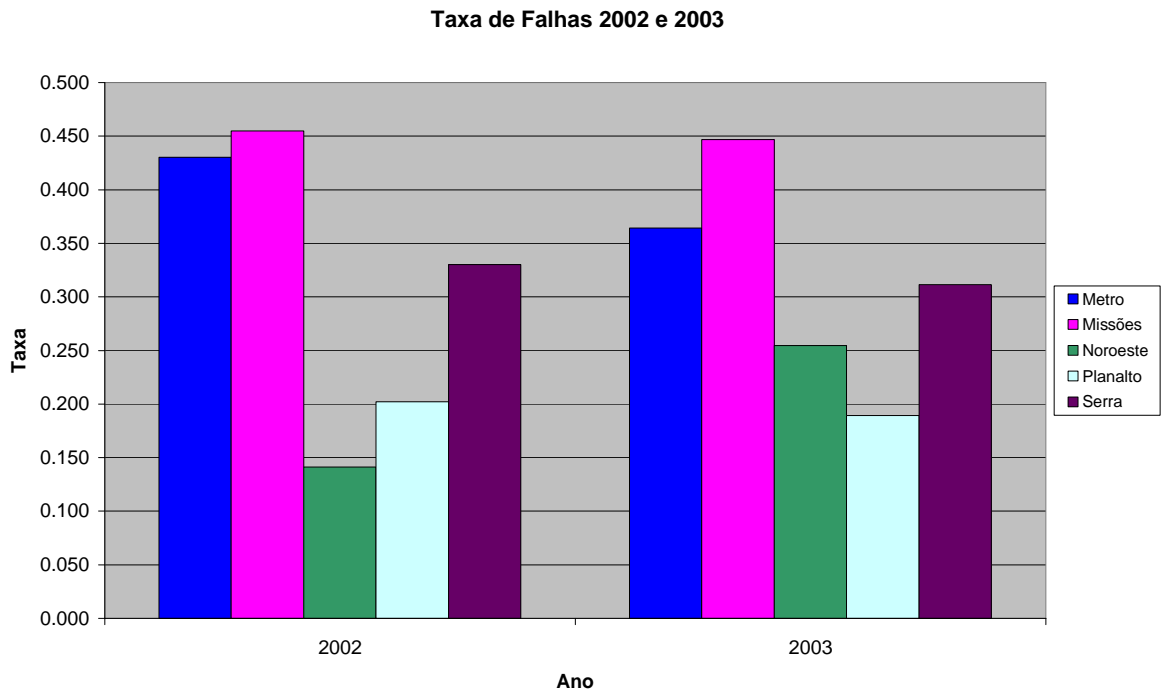
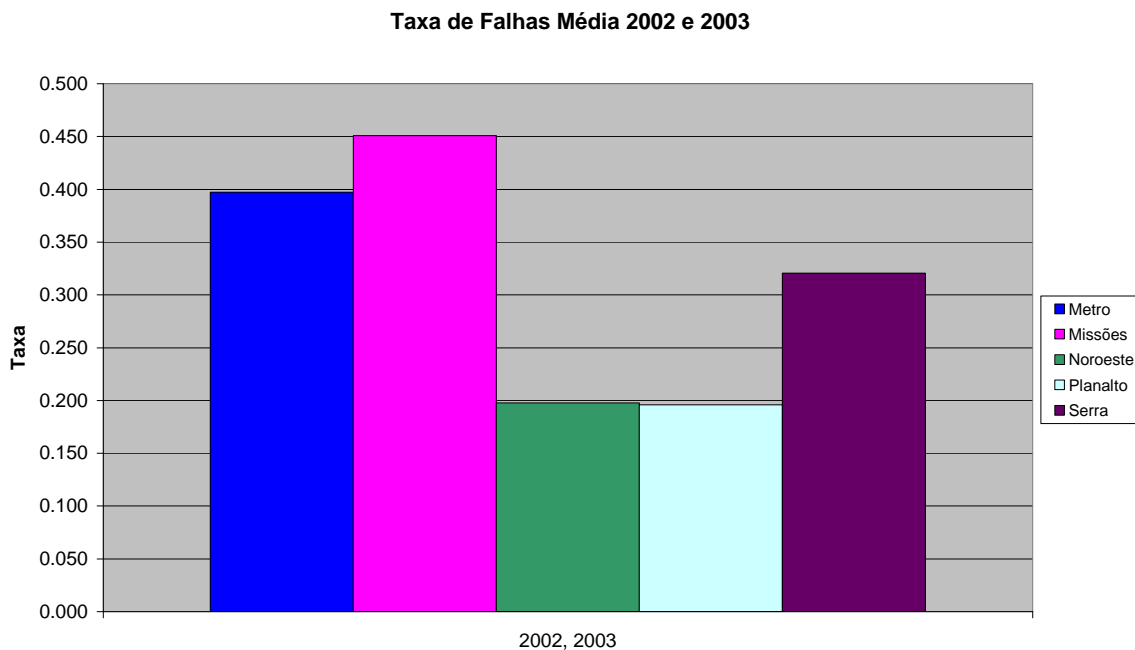


GRÁFICO 4.3: Taxa de Falhas RGE 2002 e 2003

Observando o gráfico 4.3, fica claro a disparidade das taxas de falha entre os Departamentos Operacionais RGE, desta forma as análises práticas serão baseadas nos dados individuais de cada Departamento, considerando a média dos anos de 2002 e 2003, conforme gráfico 4.4.



**GRÁFICO 4.4: Taxa de Falhas Anuais Médias RGE**

#### **4.1.2 – Tempo Médio de Despacho ( $\tau_{\text{desp}}$ )**

O Tempo Médio de Despacho é definido como sendo o intervalo entre o registro da reclamação de falta de energia pelo cliente ao “Call Center” até o momento em que o operador do COD realiza a solicitação de deslocamento da equipe de eletricitas através do sistema InService.

O tempo de despacho está relacionado a capacidade operacional de cada Departamento, pois depende diretamente do número de equipes disponíveis. Existem outros fatores que também influenciam no tempo de despacho, tais como, o número de eventos coincidentes,

condições climáticas, local do evento e até mesmo o tipo de intervenção necessária, por exemplo em situações onde é necessário a substituição de postes avariados são utilizadas equipes do tipo “pesada”, ou seja, que dispõem de caminhões. Este tipo de equipe no caso da RGE normalmente é terceirizada, através de empreiteiras contratadas as quais dispõem de poucas equipes.

As análises serão divididas entre as regiões consideradas como Urbanas e Rurais, devido a priorização diferenciada de atendimento utilizada pela RGE, na qual são priorizados os eventos com um número maior de consumidores interrompidos.

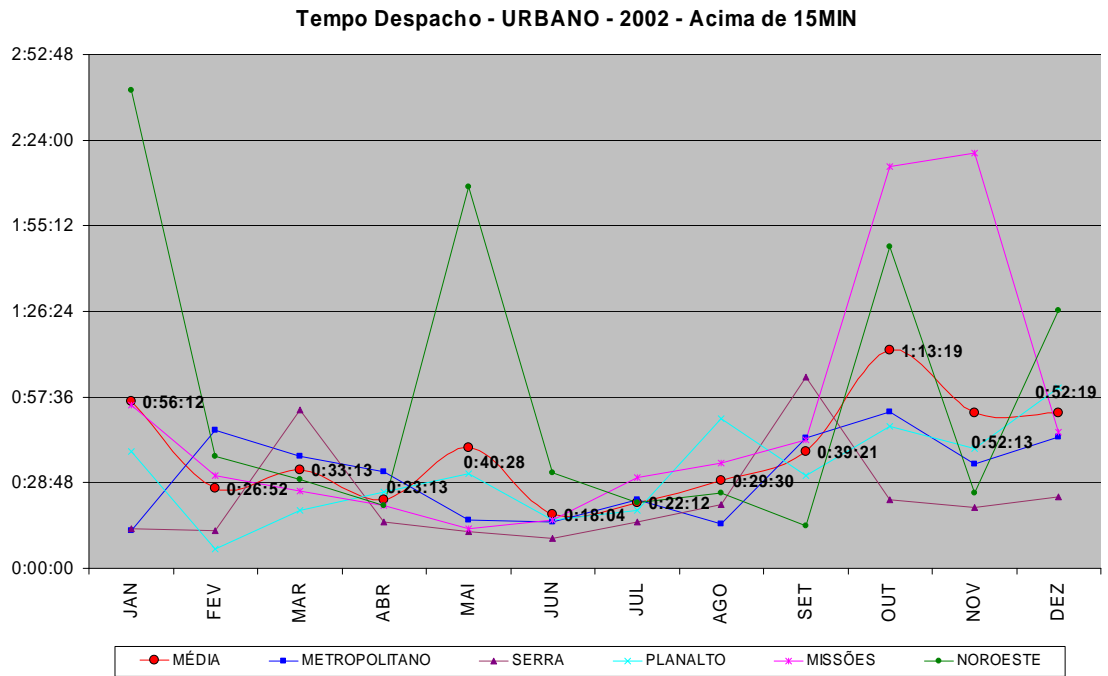


GRÁFICO 4.5: Tempo de Despacho Urbano 2002

Tempo Despacho - URBANO - 2003 - Acima de 15MIN

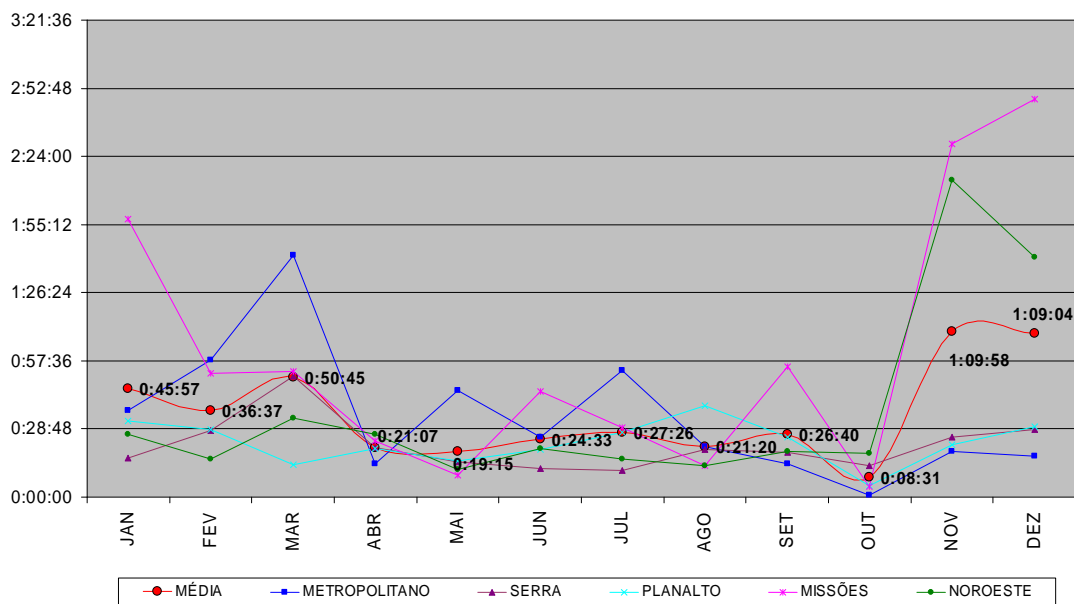


GRÁFICO 4.6: Tempo de Despacho Urbano 2003

Tempo Despacho - RURAL - 2002 - Acima de 15MIN

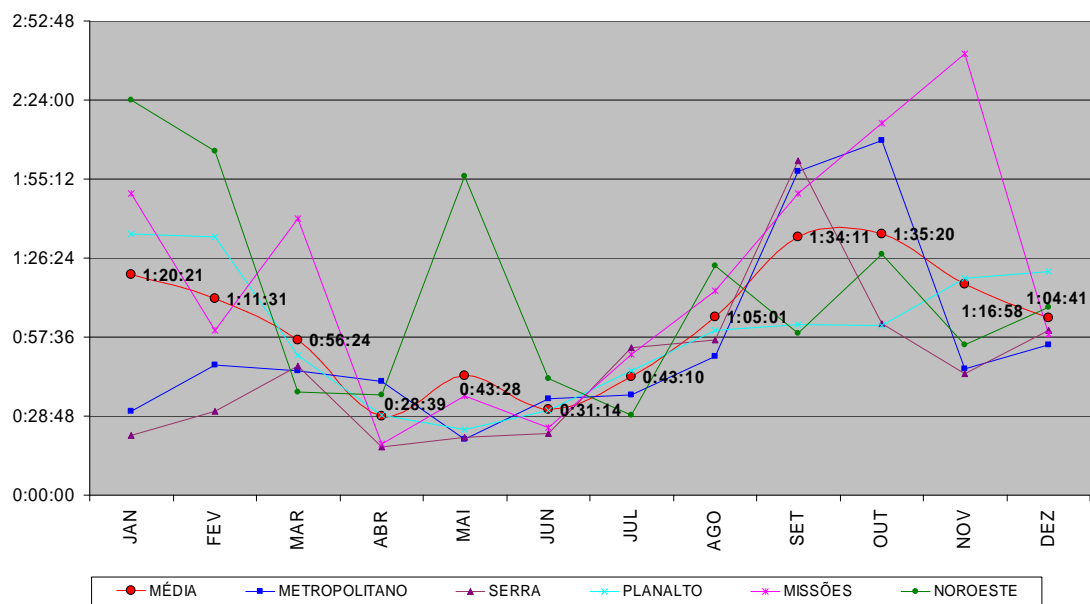


GRÁFICO 4.7: Tempo de Despacho Rural 2002

Tempo Despacho - RURAL - 2003 - Acima de 15MIN

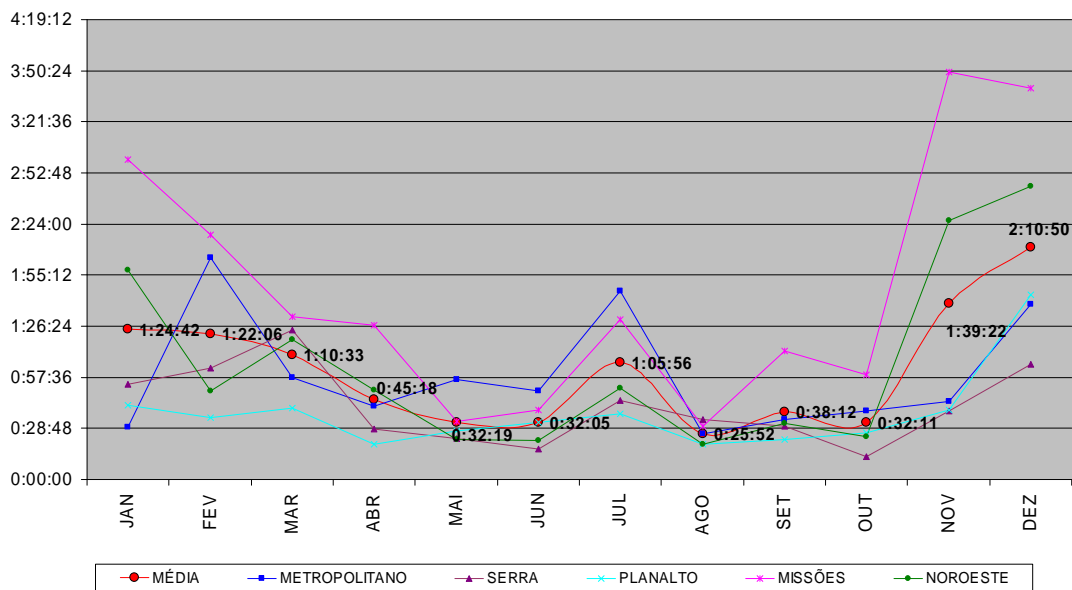


GRÁFICO 4.8: Tempo de Despacho Rural 2003

Para os estudos práticos serão considerados os tempos médios calculados para cada uma das regiões consideradas como Urbana e Rural, devido ao fato de que o banco de dados utilizado para a representação da topologia de rede não apresenta a informação referente ao tipo de região.

Tempo Despacho - URB / RURAL - 2002 - Acima de 15MIN

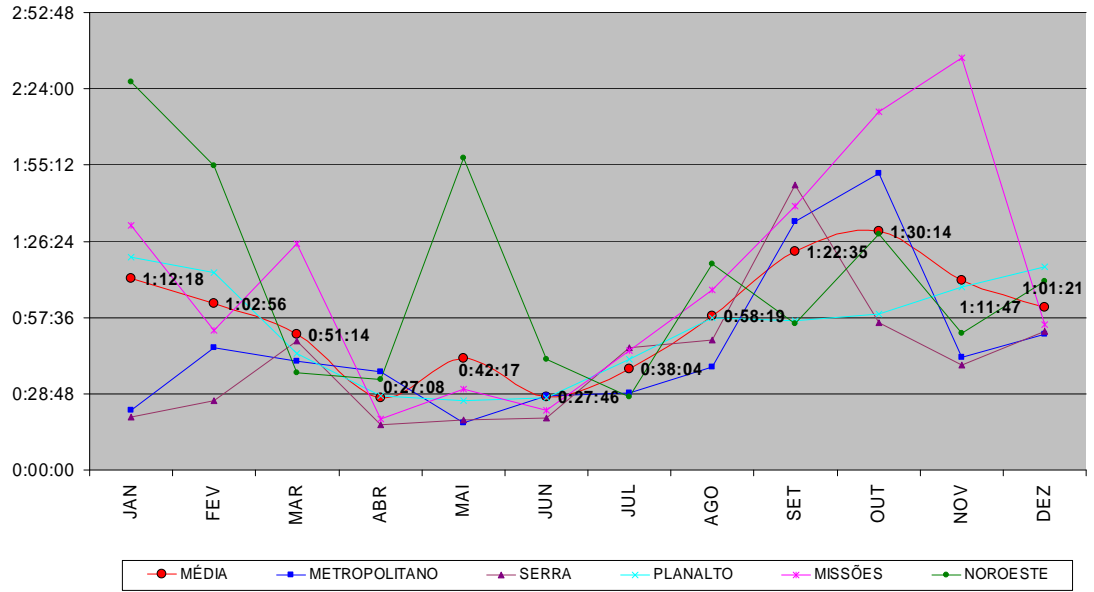


GRÁFICO 4.9: Tempo de Despacho 2002

Tempo Despacho - URB / RURAL - 2003 - Acima de 15MIN

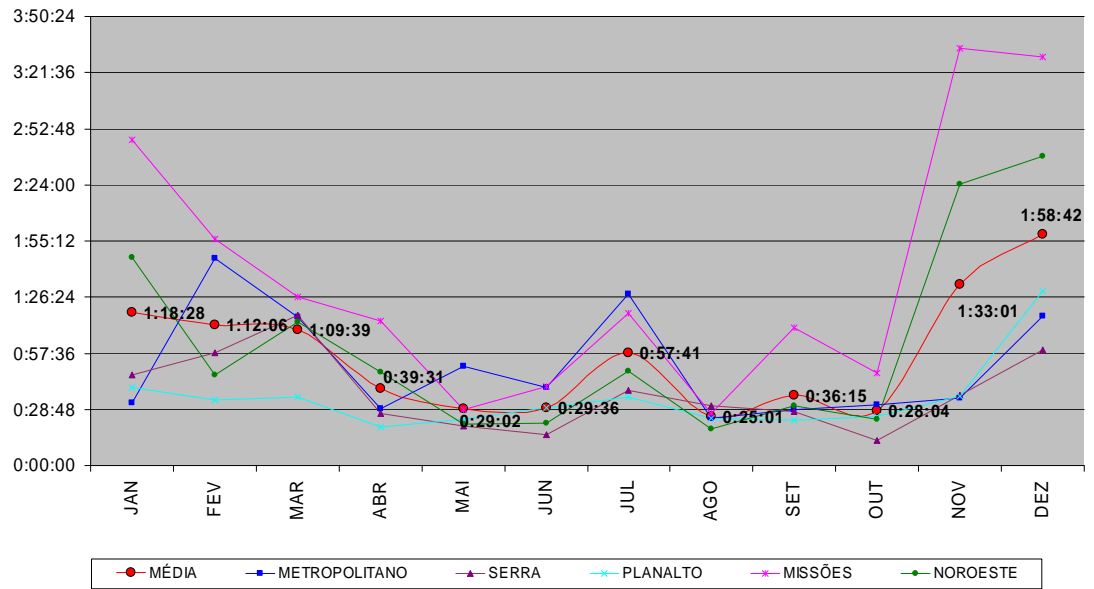
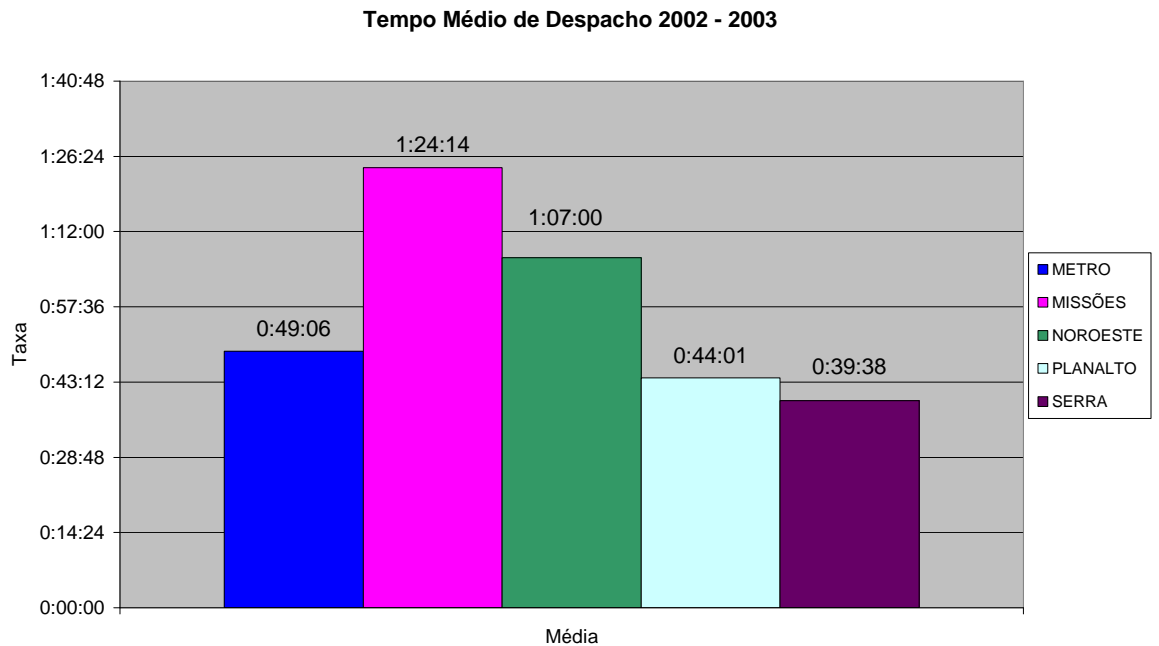


GRÁFICO 4.10: Tempo de Despacho 2003

Pode-se observar pelos gráficos 4.9 e 4.10, que as parcelas de tempo apresentam grandes variações, não só entre os meses do ano, mas também entre os departamentos. Estas diferenças evidenciam a influencia das condições climáticas, que afetam no número de eventos coincidentes e a capacidade operacional de cada Departamento.

O Tempo Médio de Despacho a considerar será a média dos tempos dos anos de 2002 e 2003, conforme gráfico 4.11.



**GRÁFICO 4.11: Tempo de Despacho 2002/2003**



### 4.1.3 – Tempo Médio de Deslocamento ( $\tau_{desl}$ )

O Tempo Médio de Deslocamento é definido como sendo o intervalo entre o momento em que o operador do COD realizou a solicitação de deslocamento até o momento da localização do defeito pela equipe de eletricitas. O tempo de deslocamento depende muito das características do defeito, ou seja, se é de fácil localização do tipo condutor rompido, ou se é de difícil localização do tipo isolador perfurado. A análise dos tempos de deslocamento primeiramente foi realizada para as regiões consideradas como Rurais e Urbanas. Esta distinção é necessária devido as características próprias de cada região, tais como as condições de acesso, rodovias, densidade de vegetais, incidências de descargas atmosféricas, entre outros.

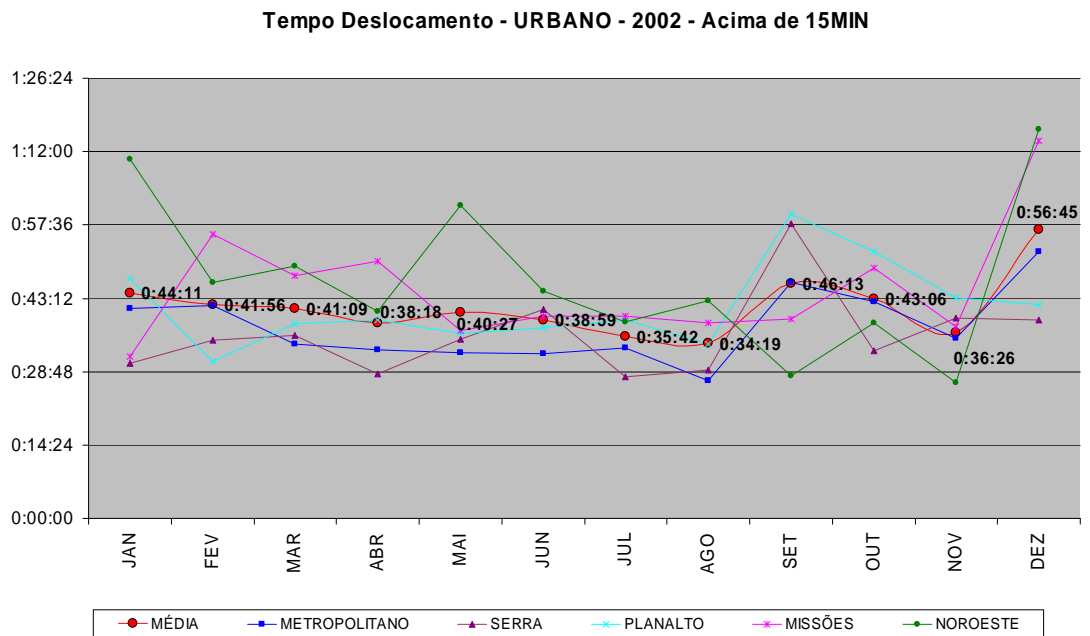


GRÁFICO 4.12: Tempo de Deslocamento Urbano 2002

Tempo Deslocamento - URBANO - 2003 - Acima de 15MIN

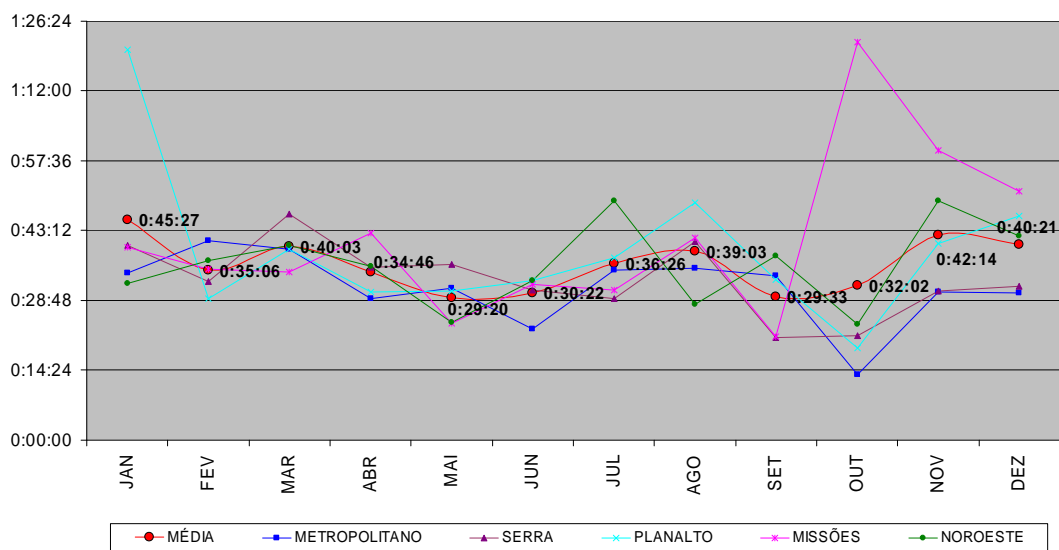


GRÁFICO 4.13: Tempo de Deslocamento Urbano 2003

Tempo Deslocamento - RURAL - 2002 - Acima de 15MIN

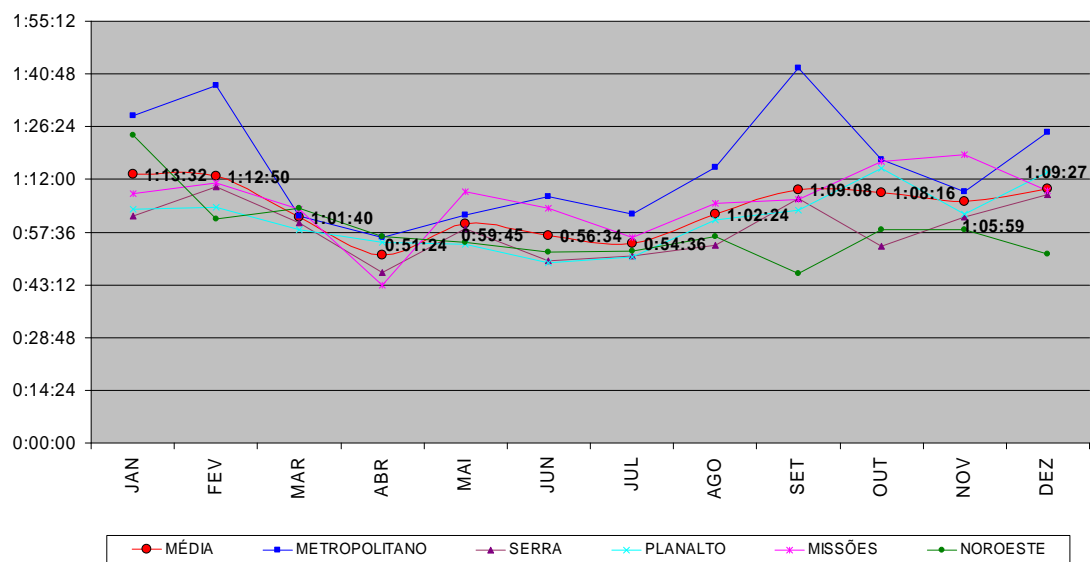


GRÁFICO 4.14: Tempo de Deslocamento Rural 2002

Tempo Deslocamento - RURAL - 2003 - Acima de 15MIN

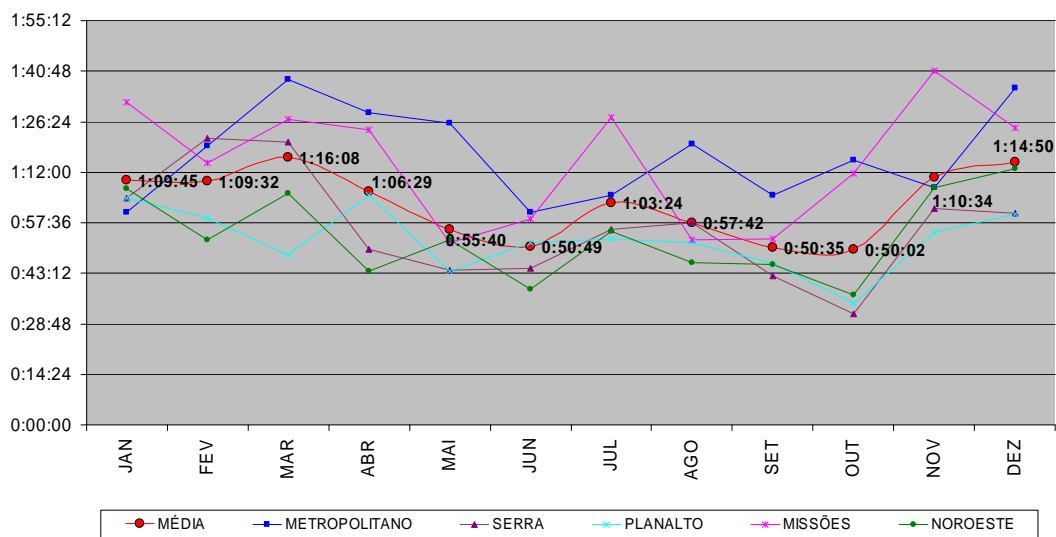


GRÁFICO 4.15: Tempo de Deslocamento Rural 2003

Tempo Deslocamento - URB / RURAL - 2002 - Acima de 15MIN

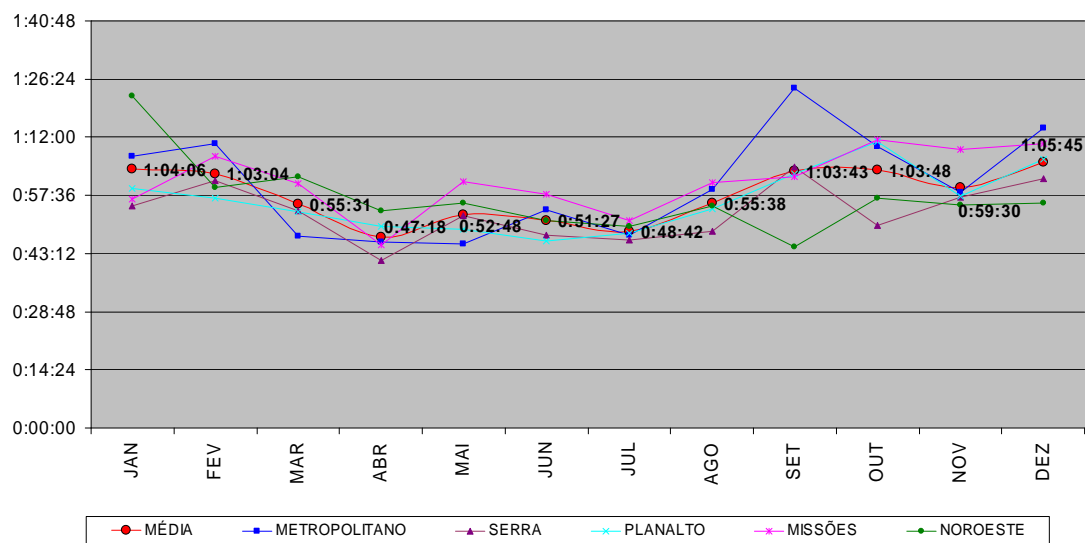


GRÁFICO 4.16: Tempo de Deslocamento 2002

Tempo Deslocamento - URB / RURAL - 2003 - Acima de 15MIN

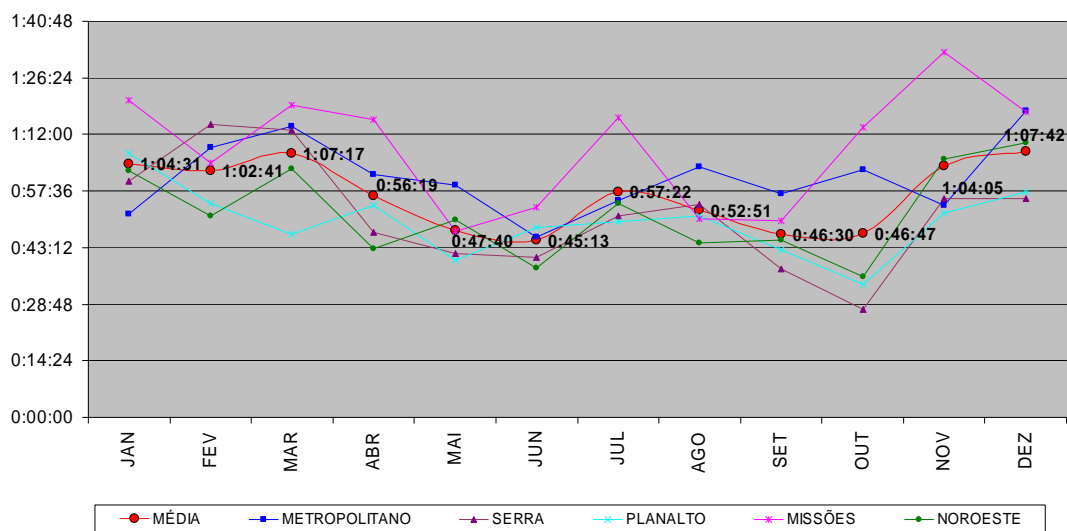


GRÁFICO 4.17: Tempo de Deslocamento 2003

Tempo Médio de Deslocamento 2002 - 2003

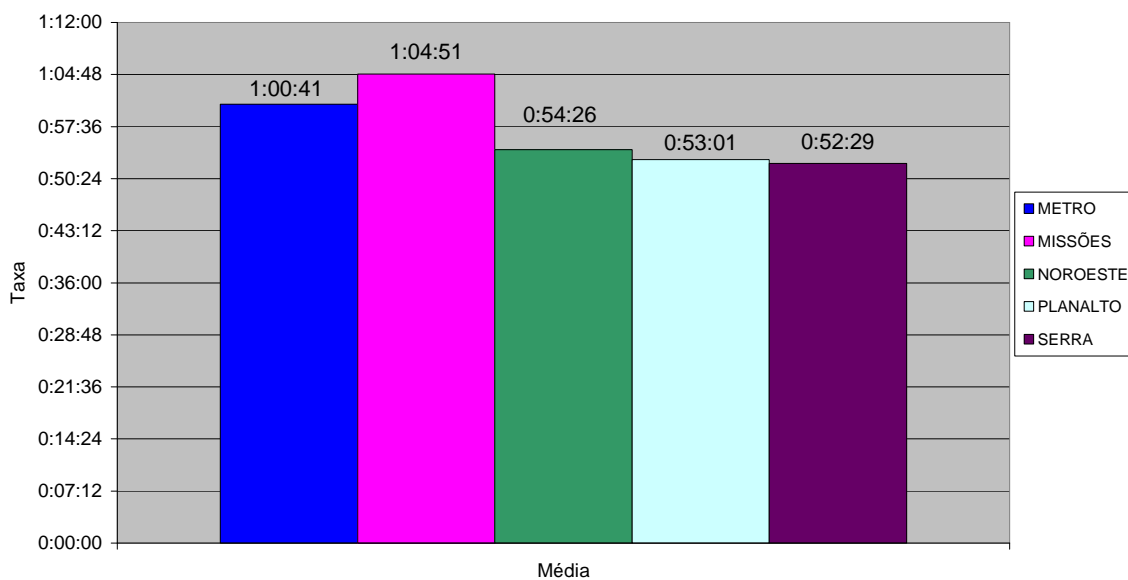


GRÁFICO 4.18: Tempo de Deslocamento 2002/2003

Pode-se observar que não houver diferenças significativas durante os meses do ano no tempo médio de deslocamento, evidenciando assim que as condições climáticas não interferem muito na localização dos defeitos. Outro aspecto interessante foi que mesmo com as diferenças características de cada departamento, os tempo médios são muito próximos (gráfico 4.18). Os mesmos foram utilizados nos estudos práticos.

#### **4.1.4 – Tempo Médio de Serviço ( $\tau_{serv}$ )**

O Tempo Médio de Serviço é definido como sendo o intervalo entre o momento da localização do defeito até o sua correção e o restabelecimento do fornecimento de energia. No momento da localização do defeito a equipe de eletricitas informa ao COD a causa do defeito e se os procedimentos necessários para a sua correção podem ser realizados por esta equipe. Em alguns casos é necessária uma equipe adicional, ou até mesmo o auxílio de equipes terceirizadas do tipo “pesada”. Este tipo de auxílio normalmente é muito demorado e pode acabar distorcendo o tempo médio de serviço. Os estudos realizados para várias regiões e estações do ano são apresentados pelos gráficos 4.19 e 4.24

Tempo Serviço - URBANO - 2002 - Acima de 15MIN

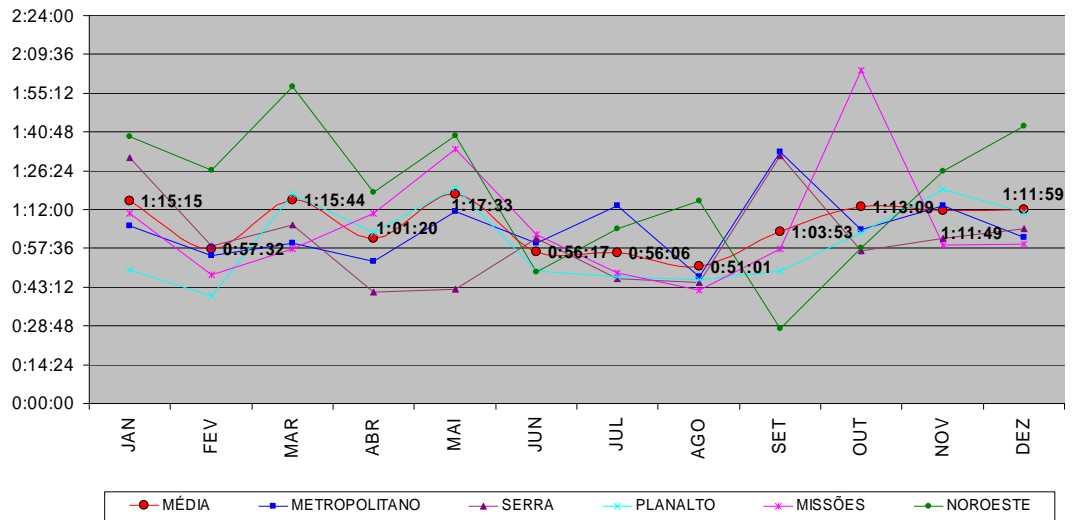


GRÁFICO 4.19: Tempo de Serviço Urbano 2002

Tempo Serviço - URBANO - 2003 - Acima de 15MIN

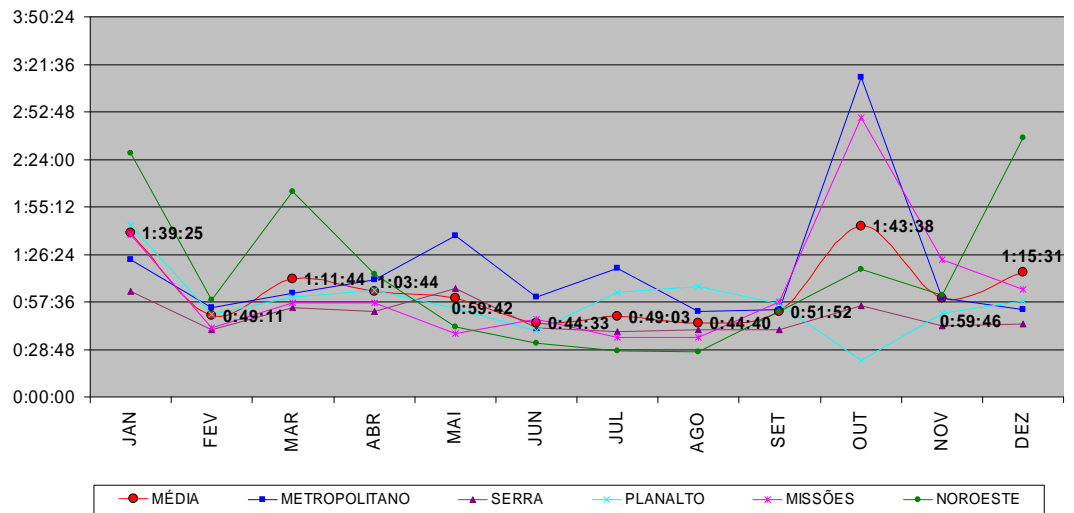


GRÁFICO 4.20: Tempo de Serviço Urbano 2003

Tempo Serviço - RURAL - 2002 - Acima de 15MIN

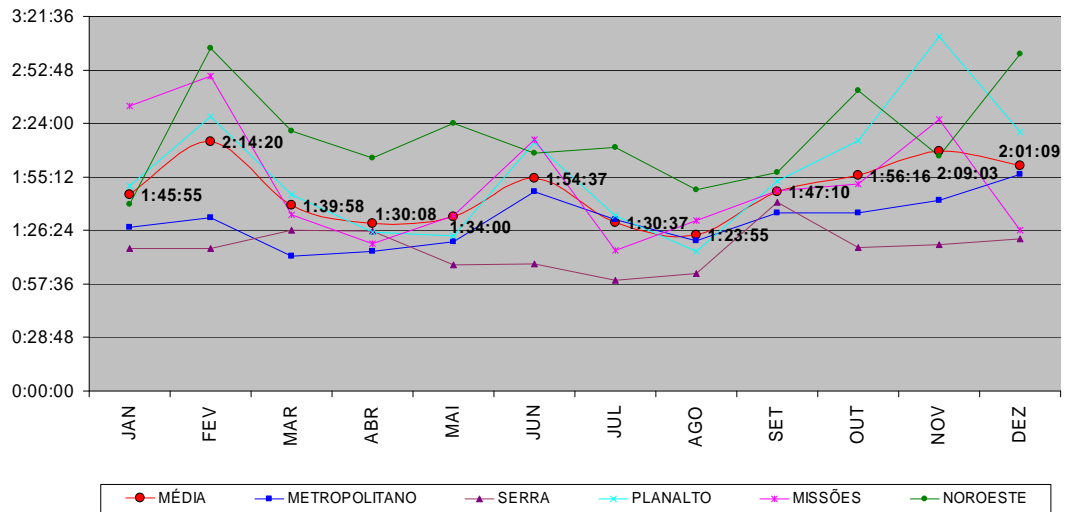


GRÁFICO 4.21: Tempo de Serviço Rural 2002

Tempo Serviço - RURAL - 2003 - Acima de 15MIN

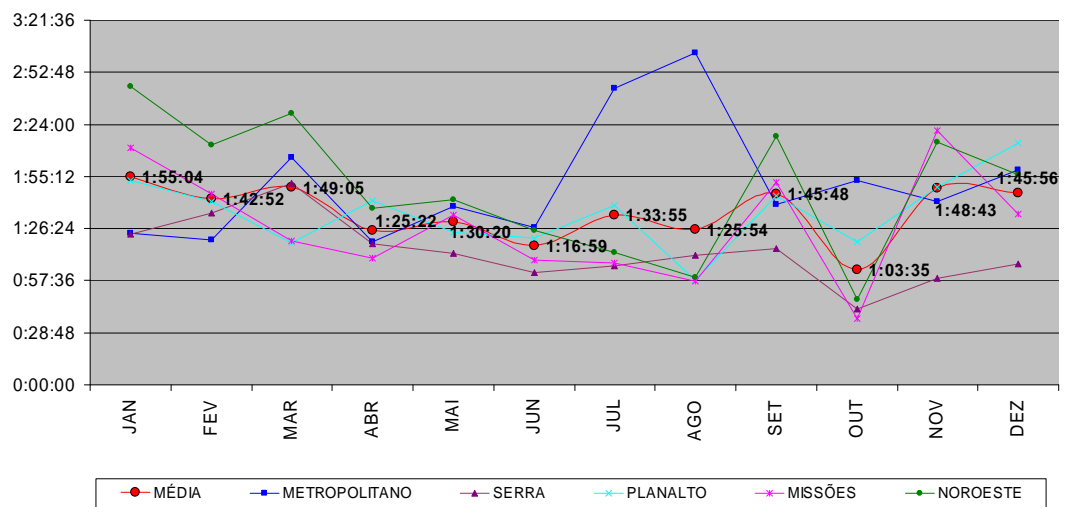


GRÁFICO 4.22: Tempo de Serviço Rural 2003

Tempo Serviço - URB / RURAL - 2002 - Acima de 15MIN

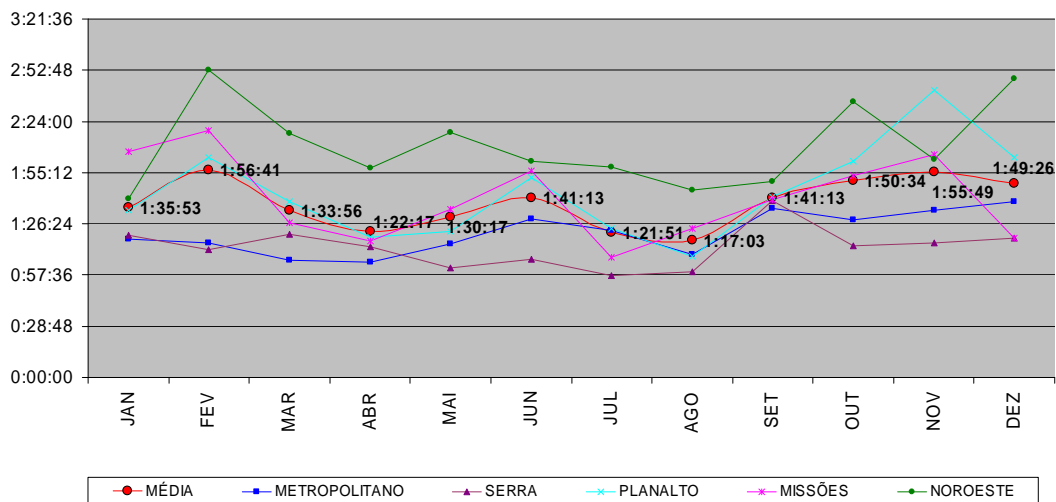


GRÁFICO 4.23: Tempo de Serviço 2002

Tempo Serviço - URB / RURAL - 2003 - Acima de 15MIN

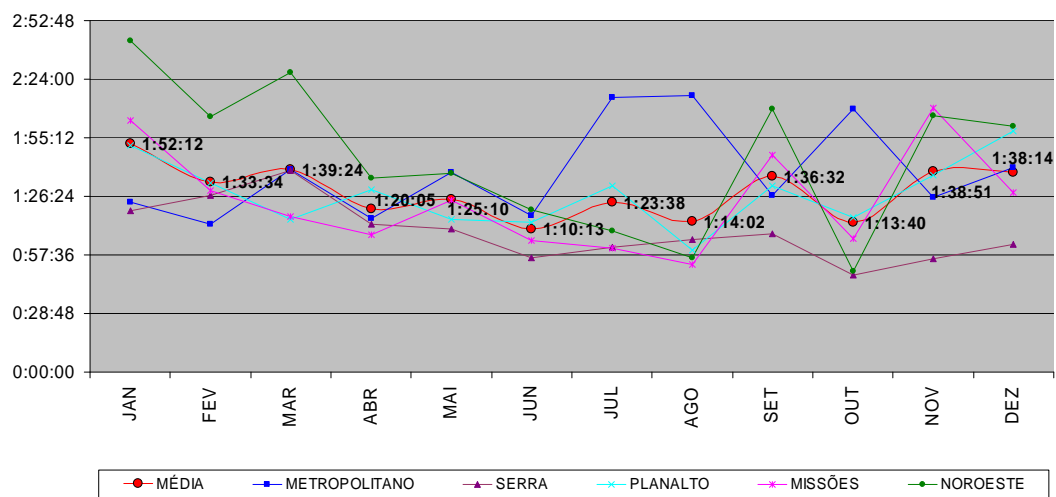
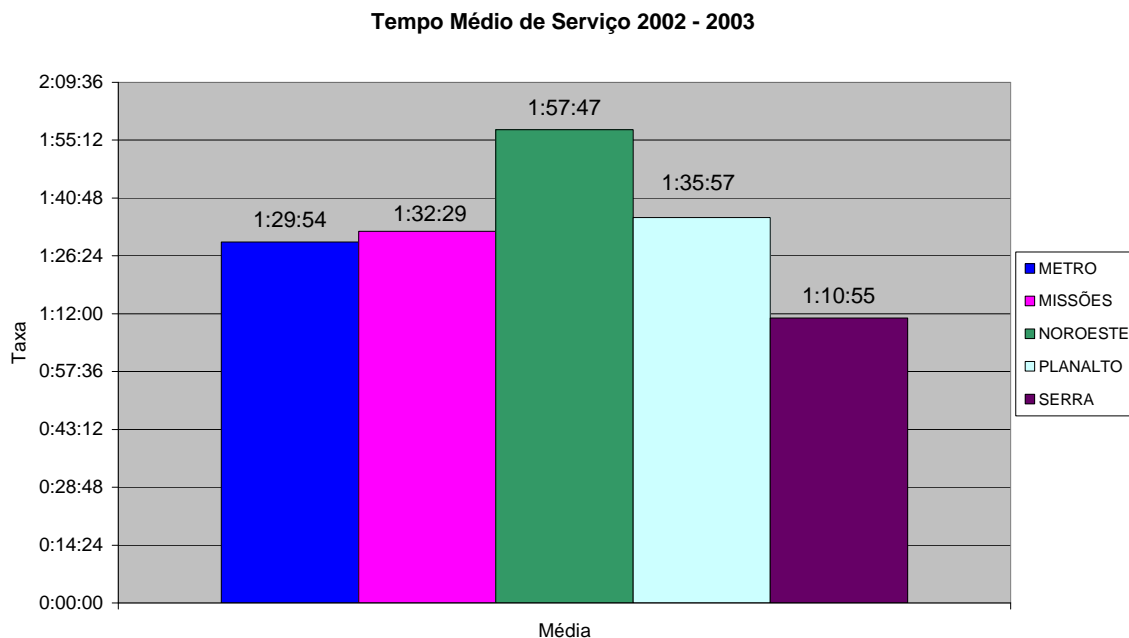


GRÁFICO 4.24: Tempo de Serviço 2003





**GRÁFICO 4.25: Tempo de Serviço 2002/2003**

Normalmente o tempo médio de serviço deveria ser semelhante para todos os departamentos, pois as equipes de manutenção apresentam as mesmas características, instrumentais e treinamento, mas pelo gráfico 4.25, pode-se observar uma diferença grande entre o departamento Noroeste e o restante dos departamentos. Este fato é devido a características da rede de distribuição do departamento que é composta quase que exclusivamente por postes de madeira, apresentando assim um índice maior de postes apodrecidos, que conseqüentemente necessitam de um tempo maior de manutenção corretiva.

As conclusões apresentadas acima estão baseadas em uma pequena quantidade de dados (somente dois anos), devido as informações atualmente disponíveis pela concessionária.

Naturalmente que esta pesquisa deve continuar, com uma análise mais abrangente das informações e com um período de análise mais amplo, em busca de dados estatísticos mais confiáveis e realizando a diferenciação entre as estações do ano, regiões, patamares horários e identificando tendências.

# **MODELAGEM DA TOPOLOGIA E CARACTERÍSTICAS OPERACIONAIS**

---

Para que seja possível a realização de análises de confiabilidade de um sistema de distribuição é necessário que se conheça a representação topológica do sistema em estudo, com as ligações de rede existentes, os comprimentos de rede, os fluxos de carga e os dispositivos de proteção e manobra originalmente instalados.

Tradicionalmente a representação topológica das redes elétricas é realizada através do equacionamento matricial, onde são interpretadas todas as ligações dos elementos de modo que se consiga reproduzir o mais fiel possível a configuração real da rede de distribuição em estudo. Neste tipo de sistema convencionalmente se utiliza a denominação “nó”, para identificar os pontos notáveis da rede, e “ramo”, para os elementos que são ligados entre dois nós (inicial e final).

O método mais usual para representação da topologia das redes elétricas é baseado no uso de dois tipos de matrizes. A primeira reflete

---

a incidência dos nós nas ligações dos ramos. Ela é retangular, onde a quantidade de linhas corresponde ao número de nós, e a de colunas, corresponde ao número de ramos.

$$|\mathbf{M}| = \begin{vmatrix} \mathbf{M}_{11} & \mathbf{M}_{12} & \dots & \mathbf{M}_{1j} \\ \mathbf{M}_{21} & \mathbf{M}_{22} & \dots & \mathbf{M}_{2j} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \mathbf{M}_{i1} & \mathbf{M}_{i2} & \dots & \mathbf{M}_{ij} \end{vmatrix}$$

O elemento de matriz  $\mathbf{M}_{ij}$  caracteriza a ligação do nó  $i$  no ramo  $j$ , e pode assumir um dos seguintes valores:

$\mathbf{M}_{ij} = 1$ , se o nó  $i$  é o nó inicial para o ramo  $j$ ;

$\mathbf{M}_{ij} = -1$ , se o nó  $i$  é o nó final para ramo  $j$ ;

$\mathbf{M}_{ij} = 0$ , se o nó  $i$  não está ligado diretamente com o ramo  $j$ .

Por exemplo, para a rede representada na Figura 5.1, a matriz  $|\mathbf{M}|$  tem a seguinte forma:

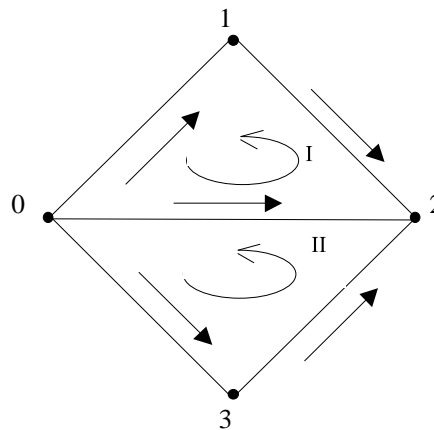


FIGURA 5.1: Exemplo de rede elétrica.

QUADRO 5.1: Matriz de incidência dos nós nas ligações dos ramos.

Nós	Ramos				
	0-1	0-2	0-3	1-2	3-2
1	-1	0	0	+1	0
2	0	-1	0	-1	-1
3	0	0	-1	0	+1

$$|\mathbf{M}| = \begin{vmatrix} -1 & 0 & 0 & +1 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & -1 & -1 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & +1 \end{vmatrix}$$

Além disso, para a especificação da configuração das redes em anel, precisa-se criar mais uma matriz, a qual reflete a incidência dos ramos nos circuitos fechados da rede. Essa segunda matriz também é retangular, onde a quantidade de linhas corresponde ao número de circuitos independentes da rede, e a de colunas, corresponde ao número de ramos.

$$|\mathbf{N}| = \begin{vmatrix} \mathbf{N}_{11} & \mathbf{N}_{12} & \dots & \mathbf{N}_{1j} \\ \mathbf{N}_{21} & \mathbf{N}_{22} & \dots & \mathbf{N}_{2j} \\ \dots & & & \\ \mathbf{N}_{i1} & \mathbf{N}_{i2} & \dots & \mathbf{N}_{ij} \end{vmatrix}$$

Cada elemento  $\mathbf{N}_{ij}$  da matriz pode assumir um dos seguintes valores:

$\mathbf{N}_{ij} = +1$ , se o ramo  $j$  pertence ao circuito  $i$  e coincide com a direção escolhida para análise do circuito  $i$ ;

$N_{ij} = -1$ , se o ramo  $j$  pertence ao circuito  $i$  e não coincide com a direção escolhida para análise do circuito  $i$ ;

$N_{ij} = 0$ , se o ramo  $j$  não pertence ao circuito  $i$ .

Por exemplo, para a rede da figura 5.1, constrói-se a seguinte matriz:

QUADRO 5.2: Matriz de incidência dos ramos nos circuitos fechados da rede.

Circuitos	Ramos				
	0-1	0-2	0-3	1-2	3-2
I	-1	+1	0	-1	0
II	0	-1	+1	0	+1

$$|\mathbf{N}| = \begin{vmatrix} -1 & +1 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & -1 & +1 & 0 & +1 \end{vmatrix}$$

A representação da configuração elétrica por meio de matrizes é um método universal e pode ser utilizado tanto para redes em anel quanto para redes radiais.

Visto que normalmente os sistemas de distribuição operam radialmente, será demonstrado como empregar as matrizes para a representação da topologia somente para essa configuração.

Uma das informações necessárias para os estudos de confiabilidade de fornecimento é o conhecimento de como esta distribuído o carregamento ao longo do sistema em estudo. Para isso é

utilizado o método matricial para a realização do fluxo de potência e a análise pontual dos carregamentos.

A título de dados iniciais, usaremos o vetor das correntes nos nós, como:

$$\begin{matrix} \bullet \\ J \end{matrix} = \begin{matrix} \bullet \\ J_1 \\ \bullet \\ J_2 \\ \dots \\ \bullet \\ J_n \end{matrix}$$

Já o vetor das correntes nos ramos será representado por:

$$\begin{matrix} \bullet \\ I \end{matrix} = \begin{matrix} \bullet \\ I_1 \\ \bullet \\ I_2 \\ \dots \\ \bullet \\ I_n \end{matrix}$$

Assim, para qualquer nó da rede é válida a seguinte relação:

$$|M| \cdot \begin{matrix} \bullet \\ I \end{matrix} = \begin{matrix} \bullet \\ J \end{matrix}$$

Multiplicando as duas partes da igualdade por  $|M|^{-1}$ , tem-se:

$$|\mathbf{M}|^{-1} \cdot |\mathbf{M}| \cdot \begin{vmatrix} \bullet \\ I \end{vmatrix} = |\mathbf{M}|^{-1} \cdot \begin{vmatrix} \bullet \\ J \end{vmatrix}$$

Simplificando, resulta em:

$$\begin{vmatrix} \bullet \\ I \end{vmatrix} = |\mathbf{M}|^{-1} \cdot \begin{vmatrix} \bullet \\ J \end{vmatrix}$$

Ou seja, para determinar as correntes nos ramos, basta multiplicar o vetor das correntes nos nós pelo inverso da matriz de incidência.

Para a rede representada na figura 5.2, o fluxo de carga pode ser definido da seguinte forma:

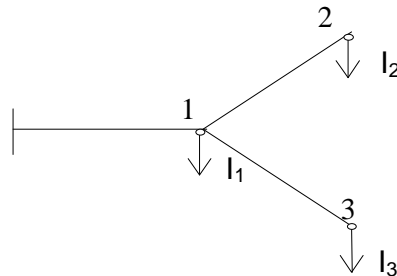


FIGURA 5.2: Exemplo de rede elétrica radial.

Primeiramente, forma-se o vetor das correntes nos nós:

$$\begin{vmatrix} \bullet \\ J \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{vmatrix}$$



Após, constrói-se a matriz de incidência:

QUADRO 5.3: Matriz de incidência para a rede da Figura 5.2.

Nós	Ramos		
	0-1	1-2	1-3
1	-1	1	1
2	0	-1	0
3	0	0	-1

$$|\mathbf{M}| = \begin{vmatrix} -1 & 1 & 1 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \end{vmatrix}$$

Realizando a inversão da matriz  $|\mathbf{M}|$ , tem-se:

$$|\mathbf{M}|^{-1} = \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{vmatrix}$$

Dessa maneira, a corrente nos ramos é determinada por:

$$\begin{vmatrix} \bullet \\ I \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} I_1 + I_2 + I_3 \\ I_2 \\ I_3 \end{vmatrix}$$

A Figura 5.3 ilustra o fluxo de carga para a rede analisada:

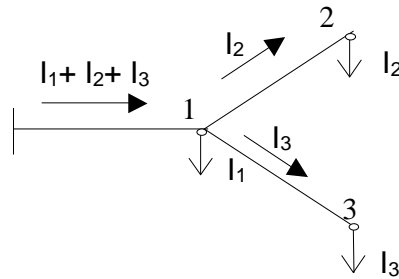


FIGURA 5.3: Representação do fluxo de carga.

Entretanto, para sistemas de distribuição reais, a matriz  $|\mathbf{M}|$  poderá ter uma dimensão bastante elevada, com poucos elementos diferentes de zero. Essas condições não permitem o emprego racional da memória do computador, além disso, os problemas computacionais crescem com o aumento da dimensão da matriz de incidência. Por este motivo foi adotado um novo método para representação das redes de distribuição radiais que considera apenas a informação sobre as ligações que existem de fato, dispensando o uso de matrizes.

Em [31], foi apresentado um algoritmo para a representação da topologia elétrica, metodologia esta que serviu de base para a continuação e confecção deste trabalho.

O uso da abordagem proposta possibilitou uma representação mais eficiente da topologia elétrica das redes de distribuição radiais. Para isso, necessitou-se a construção de dois conjuntos: um contendo as informações dos nós, outro, contendo as dos ramos. Como cada ramo é representado por um nó inicial e um nó final, obrigatoriamente é necessário que o nó inicial seja o mais próximo da fonte principal de fornecimento de energia (subestação).

Também foi preciso atribuir duas características aos elementos de cada conjunto, para representar as ligações existentes entre eles. Para o conjunto de nós, indicam-se as seguintes características:

$\alpha_n$  - nível de informação sobre o nó dentro do conjunto “nó”;

$\beta_n$  - nível de informação sobre o ramo que alimenta o nó considerado.

Para o conjunto de ramos:

$\alpha_r$  - nível de informação sobre o ramo dentro do conjunto “ramo”;

$\beta_r$  - nível de informação sobre o ramo que alimenta o ramo considerado.

Salienta-se que a ordem dos elementos tanto no conjunto de ramos como no de nós pode ser arbitrária.

Considerando a Figura 5.4, forma-se o seguinte conjunto de ramos:

QUADRO 5.4: Conjunto de ramos para a rede da Figura 5.4.

Nó Inicial	Nó Final	Característica $\alpha_r$	Característica $\beta_r$
0	1	1	-
1	2	2	1
1	3	3	1

O parâmetro  $\alpha_r$  serve apenas para identificar a ordem dos ramos da rede dentro do conjunto de ramos. Optou-se por ordem numérica e

crescente. Já o parâmetro  $\beta_r$  assume o valor do parâmetro  $\alpha_r$  do ramo que está à montante do ramo considerado. A Figura 5.4 ilustra as características atribuídas para cada ramo:

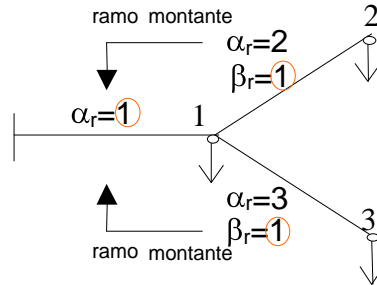


FIGURA 5.4: Representação dos parâmetros  $\alpha_r$  e  $\beta_r$ .

Após, constrói-se o conjunto de nós:

QUADRO 5.5: Conjunto de nós para a rede da Figura 5.4.

Nó	Característica $\alpha_n$	Característica $\beta_n$
1	1	1
3	2	3
2	3	2

O parâmetro  $\alpha_n$  serve apenas para identificar os nós da rede dentro do conjunto de nós. Optou-se novamente por ordem numérica e crescente. Já o parâmetro  $\beta_n$  assume o valor do parâmetro  $\alpha_r$  do ramo que tem o nó final igual ao nó considerado. As características atribuídas para cada nó estão ilustradas na Figura 5.5:

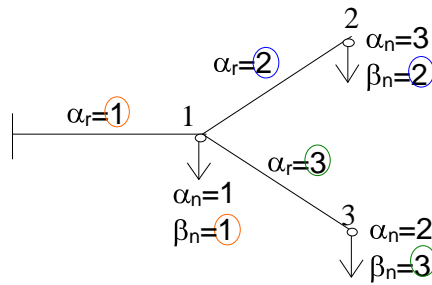


FIGURA 5.5: Representação dos parâmetros  $\alpha_n$  e  $\beta_n$ .

Ressalta-se que a definição dos parâmetros  $\beta_r$  e  $\beta_n$  é extremamente simples, ou seja, para determiná-los basta verificar qual trecho que fornece energia para o ramo e o nó analisados, respectivamente. Outra vantagem desse algoritmo é que ele permite que os conjuntos de nós e de ramos sejam construídos passo a passo, sem a necessidade de recalcular os parâmetros  $\beta_r$  e  $\beta_n$  definidos anteriormente. Isso é bastante útil quando se deseja acrescentar outros alimentadores ou trechos novos, pois além de agilizar o processo, também é possível verificar se as informações da topologia da rede estão corretas e completas.

Para o cálculo do fluxo de carga, completa-se o conjunto de nós com as respectivas correntes de cada nó, assim:

QUADRO 5.6: Conjunto de nós acrescido dos valores de corrente.

Nó	Característica $\alpha_n$	Característica $\beta_n$	Corrente
1	1	1	$I_1$
3	2	3	$I_3$
2	3	2	$I_2$

O procedimento para se obter as correntes em todos ramos da rede consiste em duas etapas. Na primeira, realiza-se um ciclo no conjunto de nós, acrescentando os valores de corrente no conjunto de ramos através do parâmetro  $\beta_n$ :

QUADRO 5.7: Conjunto de ramos acrescido dos valores de corrente.

Nó Inicial	Nó Final	Característica $\alpha_r$	Característica $\beta_r$	Corrente
0	1	1	-	$I_1$
1	2	2	1	$I_2$
1	3	3	1	$I_3$

Na segunda, acumula-se as correntes dos nós, do fim do alimentador até a subestação conforme os valores de  $\beta_r$ :

QUADRO 5.8: Representação dos valores de corrente para cada trecho da rede.

Nó Inicial	Nó Final	Característica $\alpha_r$	Característica $\beta_r$	Corrente
0	1	1	-	$I_1 + I_2 + I_3$
1	2	2	1	$I_2$
1	3	3	1	$I_3$

A Figura 5.6 ilustra o fluxo de carga para a rede considerada:

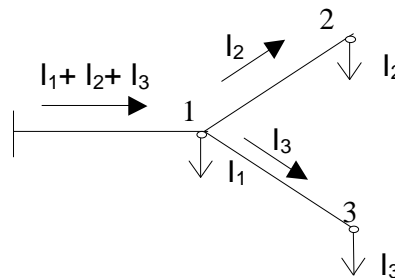


FIGURA 5.6: Representação do fluxo de carga.

O resultado obtido é idêntico ao uso do método por matriz de incidência, porém o algoritmo utilizado considera somente as informações sobre as ligações que existem de fato, o que permite otimizar o processo de representação de topologia. Isso é importante uma vez que os sistemas de distribuição reais possuem uma dimensão bastante elevada.

Para considerar as características das redes de distribuição e dos equipamentos, deve-se acrescentar no conjunto de nós as informações sobre os elementos que são conectados em um único nó (transformadores de distribuição, consumidores primários, bancos de capacitores, fontes de geração distribuída). Já o conjunto de ramos deve conter os dados dos elementos que são conectados entre dois nós (trechos das redes de distribuição, equipamentos de manobra, equipamentos de proteção, reguladores de tensão).

Assim, têm-se os seguintes conjuntos para a rede de distribuição ilustrada na Figura 5.7:

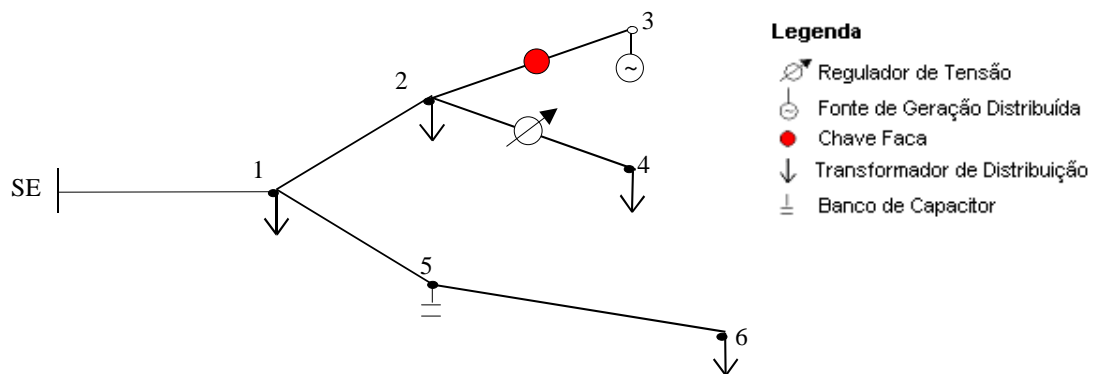


FIGURA 5.7: Rede de distribuição.

QUADRO 5.9: Conjunto de ramos para a rede da Figura 5.7.

Nó Inicial	Nó Final	$\alpha_r$	$\beta_r$	Elemento	Capacidade Nominal	Estado / Extensão (km)	Resistência ( $\Omega/\text{km}$ )	Reatância ( $\Omega/\text{km}$ )
SE	1	1	-	Tipo do Condutor	A	$L_{SE-1}$	$r_{SE-1}$	$x_{SE-1}$
1	2	2	1	Tipo do Condutor	A	$L_{1-2}$	$r_{1-2}$	$x_{1-2}$
2	3	3	2	Chave Faca	A	Fechada	-	-
2	4	4	2	Regulador	kVA	Posição TAP	-	-
1	5	5	1	Tipo do Condutor	A	$L_{1-5}$	$r_{1-5}$	$x_{1-5}$
5	6	6	5	Tipo do Condutor	A	$L_{5-6}$	$r_{5-6}$	$x_{5-6}$

QUADRO 5.10: Conjunto de nós para a rede da Figura 5.7.

Nó	$\alpha_n$	$\beta_n$	Elemento	Potência Nominal	Demanda Ativa (kW)	Demanda Reativa (kVAr)	Número de Consumidores
1	1	1	Transformador	kVA	$P_1$	$Q_1$	$N_1$
2	2	2	Transformador	kVA	$P_2$	$Q_2$	$N_2$
3	3	3	Fonte GD	kVA	$-P_3$	-	-
4	4	4	Transformador	kVA	$P_4$	$Q_4$	$N_4$
6	5	6	Transformador	kVA	$P_6$	$Q_6$	$N_6$
5	6	5	Banco Capacitor	kVAr	-	$-Q_5$	-

O problema da localização ótima de equipamentos de comutação, através da análise anterior, somente permite a definição da distribuição de falhas ao longo do dia e até mesmo ao longo do ano, caso se considere para a avaliação das características de cargas dos



transformadores de distribuição valores de demanda média anual que pode ser representada pela equação:

$$D_m = \frac{W_a}{24 \cdot n_a}$$

onde,

$D_m$  : Demanda média anual;

$W_a$  : Consumo anual do transformador de distribuição;

$n_a$  : Número de dias ano

Implementou-se esse algoritmo no ASD, o qual interpreta as informações cadastrais da rede, criando automaticamente os conjuntos de ramos e de nós. Para isso, é necessário adaptar o programa para cada concessionária, uma vez que elas têm uma estrutura diferente de banco de dados. O objeto de estudo será o banco de dados da Rio Grande Energia S.A. - RGE.

O programa também não tem limitação quanto à quantidade de nós e de ramos, além de representar graficamente a topologia elétrica das redes caso as concessionárias possuam o cadastro das coordenadas geográficas dos nós (Figura 5.8).

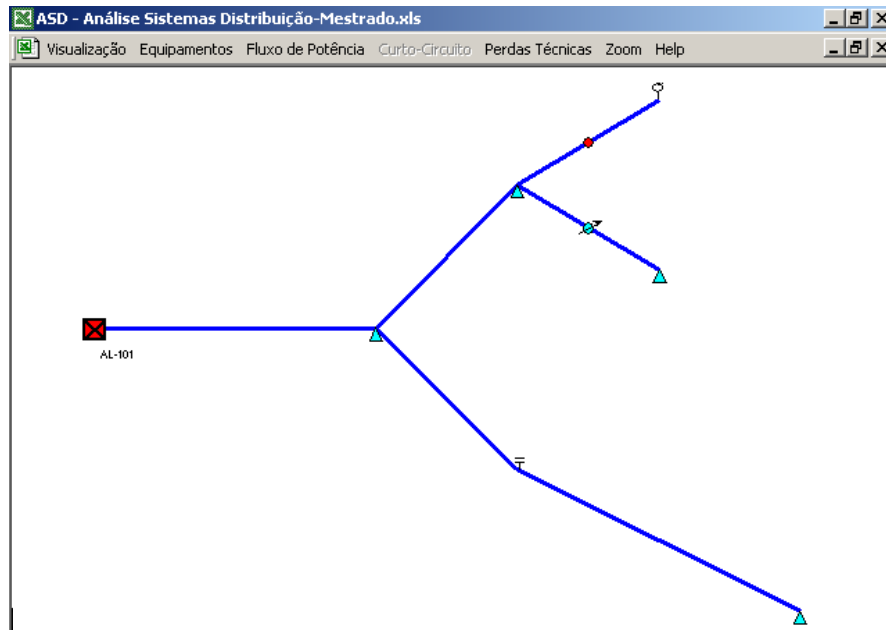


FIGURA 5.8: Representação no ASD para a rede da Figura 5.7.

A Figura 5.9 ilustra a simbologia utilizada no ASD:



FIGURA 5.9: Simbologia empregada para representação dos elementos elétricos.

## **DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO E MANOBRA.**

---

Há anos os dispositivos de manobra e proteção utilizados nas redes de distribuição são os mesmos. Chaves fusível, chaves repetidoras, religadores, chaves faca e chave sob-carga. Estes dispositivos nos últimos anos apenas apresentaram evoluções construtivas, pois os seus princípios de funcionamento não evoluíram muito. A sua quantificação e aplicação na rede de distribuição, na maioria dos casos dependem do sentimento e experiência do engenheiro analista ou de proteção, o qual visa minimizar o número de consumidores interrompidos por defeitos na rede de distribuição, através da coordenação dos dispositivos de proteção ou do seccionamento da rede defeituosa através dos dispositivos de manobra.

Toda vez que ocorre um defeito em uma rede de distribuição, os seus componentes estão sujeitos a ações de sobre-correntes. Eventualmente, essas sobre-correntes podem causar danos aos equipamentos a elas submetidos caso os dispositivos de proteção não

atuem ou atuem em um tempo elevado, causando assim uma redução gradual ou total de sua vida útil. As falhas nos sistemas de distribuição também podem causar graves acidentes, pois colocam em risco a vida de pessoas próximas à falha. Os dispositivos de proteção têm a capacidade de identificar e interromper os defeitos (curto-circuito) ao longo dos sistemas de distribuição, visando isolar o menor número possível de consumidores.

Por necessidade técnica, também foram desenvolvidos dispositivos que permitissem uma maior flexibilidade dos sistemas, otimizando sua operação. Estes dispositivos são conhecidos como equipamentos de manobra e possibilitam a alteração da topologia elétrica dos alimentadores através da sua abertura ou do seu fechamento. Como normalmente as redes de distribuição operam radialmente, eles são instalados nas interligações entre alimentadores, permanecendo normalmente abertos, ou em pontos estratégicos com a finalidade de seccionamento da rede em casos de necessidade.

## **6.1 - Dispositivos de Proteção**

Os dispositivos de proteção normalmente utilizados na rede de distribuição são chaves fusível, chaves fusível repetidoras, seccionalizadoras e religadores. Cada um destes equipamentos apresenta características próprias de aplicação, operação e ajustes. Para uma melhor compreensão, descreve-se a seguir as suas principais características construtivas e operacionais.

### 6.1.1 – Chaves Fusíveis.

A Chave Fusível basicamente é composta por três elementos, base, cartucho e elo fusível. O seu funcionamento baseia-se no princípio segundo o qual uma corrente que passa por um condutor (elo fusível) gera calor proporcional ao quadrado de sua intensidade. Quando a corrente atinge a intensidade máxima tolerável pelo elo fusível, o calor gerado não se dissipa com rapidez suficiente, derretendo o componente e interrompendo o circuito defeituoso.



FIGURA 6.1: Chave Fusível

Os elos fusíveis têm a característica inversa na relação tempo x corrente, isto é, quanto maior a corrente de curto-circuito, menor o tempo de fusão do elo fusível.

Existem diversos tipos de bases para as chaves fusíveis dependendo de sua aplicação. Para os sistemas de distribuição de energia elétrica, os tipos de bases mais utilizadas são do tipo A e C, na qual a sua diferenciação está no tamanho, na sua corrente nominal e

capacidade de interrupção de corrente de curto-circuito. Atualmente a RGE está instalando somente chaves do tipo “Base C” em suas redes de distribuição, pois apresentam capacidades de corrente de carga e curto-circuito superiores as de “Base A”.

Da mesma forma que as chaves fusíveis, existem diversos tipos de elos fusíveis que variam de acordo com as suas aplicações. Para os sistemas de distribuição de energia os mais utilizados são os elos do “TIPO K”. Os elos “TIPO K” tem características rápidas de atuação e admitem sobrecarga de 1,5 vezes os seus valores nominais, sem causar excesso de temperatura e perda de característica “tempo x corrente”. Por outro lado, a fusão dos elos “TIPO K” se dá com 2 vezes os seus valores nominais. Por questões de coordenação com o disjuntor do alimentador, existem limites de utilização destes elos fusíveis pela RGE. Normalmente, utilizam-se ao máximo elos de 40K próximos a subestação, 25K até a metade do alimentador e 15K mais para o final do mesmo.

QUADRO 6.1: Elos fusíveis utilizados pela RGE

<b>ELO FUSÍVEL</b>	<b>CORRENTE NOMINAL</b>	<b>CORRENTE ADMISSÍVEL</b>	<b>CORRENTE FUSÃO</b>
6	6A	9A	12A
10	10A	15A	20A
15	15A	22,5A	30A
20	20A	30A	40A
25	25A	37,5A	50A
30	30A	45A	60A
40	40A	60A	80A

Os elos fusíveis não possuem um tempo de atuação exato, pois como a sua atuação depende da temperatura de fusão do elemento fusível, o mesmo é influenciado pela temperatura ambiente, corrente de carga, entre outros, desta forma o fabricante determina uma faixa de operação aceitável dentre duas curvas. Para um mesmo elo fusível, temos a curva de tempo mínimo de fusão (T.mín.F) e a curva de tempo máximo de fusão (T.máx.F). Em resumo, um elo fusível "nunca deve" fundir antes do T.mín.F e nem ultrapassar o T.máx.F. Desta forma o fabricante estabelece uma faixa de tolerância onde pode ocorrer a fusão, que é chamada de "faixa de operação" do elo fusível.

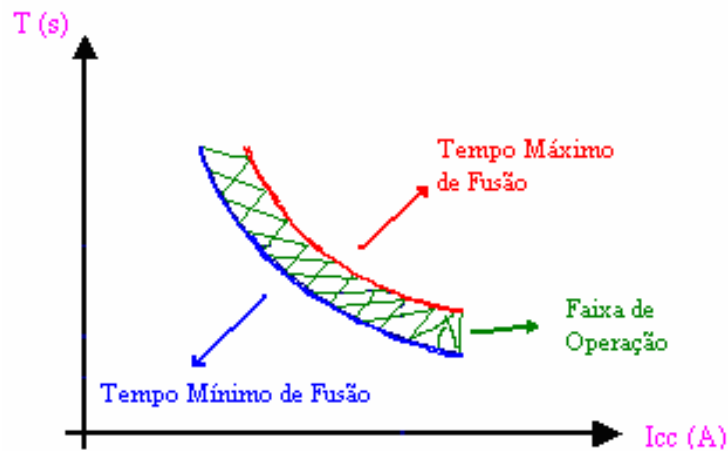


FIGURA 6.2: Características do Elo Fusível

O elo fusível deve suportar em regime permanente a carga máxima. Sua corrente nominal não deve ser superior a mínima corrente de falta no trecho a ser protegido, se possível considerando o fim do trecho para o qual é proteção de retaguarda.

$$K \cdot I_n \leq I_e \leq \frac{1}{4} \cdot I_{cc_{\Phi t \min}}$$

$$K = \left(1 + \frac{C\%}{100}\right)^n$$

onde:

$I_n$  = Corrente nominal do trecho;

$I_e$  = Corrente nominal do elo;

$I_{cc_{\theta \min}}$  = corrente de fase terra mínimo no final do trecho protegido;

$C\%$  = Taxa de crescimento anual da carga da região;

$N$  = número de anos previsto;

4 = Fator de segurança

Outro fator importante é que o elo fusível seja compatível com a ampacidade (limite térmico) dos condutores protegidos por ele.

Para a coordenação fusível x fusível é adotada uma regra de condição de coordenação. "O tempo mínimo de atuação do fusível protegido/retaguarda ( $T_{\min}$ ) deverá ser maior que o tempo máximo de atuação do fusível protetor ( $T_{\max}$ ) com uma tolerância de 33% de tempo".



Matematicamente podemos expressar da seguinte forma:

$$T_{m\acute{a}x} \leq \frac{T_{m\acute{i}n}}{1,33}$$

Além da condição básica expressa anteriormente, devemos adotar alguns critérios para que a coordenação fusível x fusível atenda a todos os requisitos suficientes para uma operação mínima satisfatória. Desta forma, o fusível de retaguarda (a montante) deve coordenar com o fusível protetor (em estudo), para o valor de máxima corrente de curto-circuito no ponto de instalação do fusível protetor.

Devido ao curto-circuito fase-terra ser o mais freqüente o elo protegido (retaguarda) normalmente é coordenado com o elo protetor, pelo menos para o valor da corrente de curto-circuito fase-terra, no ponto de instalação do elo protetor. Com base na regra de tolerância mínima de 33% entre os tempos de atuação, pode se tomar como regra de coordenação a tabela abaixo:

QUADRO 6.2: Coordenação de Elos por Corrente de Curto-Circuito

ELO FUSÍVEL PROTETOR	ELO FUSÍVEL PROTEGIDO OU DE RETAGUARDA							
	10K	15K	25K	40K	65K	100K	140K	200K
6K	190A	510A	840A	1340A	2200A	3900A	5800A	9200A
10K		300A	840A	1340A	2200A	3900A	5800A	9200A
15K			430A	1340A	2200A	3900A	5800A	9200A
25K				660A	2200A	3900A	5800A	9200A
40K					1100A	3900A	5800A	9200A
65K						2400A	5800A	9200A

Como na RGE normalmente não se utiliza elos superiores a 40K, não é possível a utilização de mais de cinco chaves fusíveis em série.

### 6.1.2 – Chaves Repetidoras

O funcionamento das Chaves Fusíveis Repetidoras é bem semelhante ao funcionamento das Chaves Fusíveis convencionais quanto ao aspecto de dimensionamento e especificações, mas quanto ao aspecto de coordenação deve ser levado em conta o tempo total de interrupção para os defeitos de caráter permanente devido a sua forma de operação, na qual deve ser considerado como tempo de interrupção a soma do tempo de fusão de cada um dos estágios. Por este motivo na RGE normalmente se utiliza no máximo elos de 15K.



FIGURA 6.3: Chave Fusível Repetidora

### **6.1.3 – Religadores**

O Religador é um dispositivo interruptor automático, que abre e fecha os seus contatos repetidas vezes, conforme programado nos defeitos transitórios e bloqueia nos defeitos permanentes. A operação do religador não se limita apenas a sentir e interromper os defeitos na linha e efetuar os religamentos. O religador é dotado também de um mecanismo de temporização. Assim que o religador sente um defeito na linha, o mesmo dispara rapidamente, dentro de 0,03 a 0,04 segundos (para os religadores digitalizados este tempo pode ser ajustado). Essa interrupção rápida reduz ao mínimo as possibilidades de danos ao sistema, evitando ao mesmo tempo a queima de fusíveis entre o local do defeito e o religador. O religamento dar-se-á dentro de 1 a 2 segundos, representando uma interrupção mínima do serviço devido a abertura rápida. Após 1 (uma) ou 2 (duas) interrupções rápidas, o religador automaticamente passa para o disparo temporizado, proporcionando maior tempo para eliminar defeitos permanentes e, sua combinação com as interrupções rápidas, permite coordenação com outros dispositivos de proteção existentes.

Considerando que 80 a 95% das faltas são transitórias a importância dos religadores aumenta sensivelmente.

Os religadores são classificados em diferentes classes como monofásicos ou trifásicos, com controle hidráulico ou eletrônico, com meio de interrupção do arco elétrico a vácuo, a óleo ou a gás SF<sub>6</sub>.

- Controle Hidráulico.

Nos religadores com controle hidráulico, o óleo tem as seguintes finalidades:

Isolar as partes energizadas;

Executa as funções de contagem e temporização de operação;

Estabelece o intervalo de religamento;

Estabelece o bloqueio do religador.

Os religadores Hidráulicos, por apresentarem curvas de tempo x corrente predefinidas de fábrica, na RGE se utiliza no máximo ajustes de 200 ampéres por questões de coordenação com o disjuntor do alimentador.

- Controle Eletrônico

As informações para o controle eletrônico são obtidas a partir dos transformadores de corrente tipo bucha, montados internamente. O circuito eletrônico controla as funções de disparo e religamento do mecanismo do religador, onde são usados circuitos impressos, constituídos de componentes estáticos, ou através de microprocessadores, desta forma apresentam curvas de tempo x corrente selecionáveis. Na RGE se utiliza no máximo ajustes de 300 ampéres por questões de coordenação com o disjuntor do alimentador.

Em um estudo de coordenação e seletividade da proteção procura-se atender a segurança e a continuidade do serviço em

sistemas que possuem características limitantes, tais como: corrente de carga, corrente de curto-circuito máximo e mínimo, corrente de partida de motores, de energização de transformadores e banco de capacitores, limites térmicos dos condutores, índices estatísticos de probabilidade de defeitos, características dos consumidores, etc.

## **6.2 - Dispositivos de Manobra**

Os equipamentos de manobra normalmente utilizados na rede de distribuição são as chaves faca, as quais não devem ser operadas com carga e as chaves sob carga, as quais podem ser operadas com carga, pois apresentam meios de extinção de arco voltaico.

### **6.2.1 – Chaves Faca**

A chave faca é um equipamento exclusivo para manobra sem carga ou com carga com o uso do equipamento Loadbuster, na qual, em cada pólo, o contato móvel é constituído por uma ou mais lâminas articuladas em uma extremidade, enquanto que a outra extremidade se adapta por encaixe no contato fixo correspondente. Sua operação é de um pólo por vez.

Atualmente na RGE, existe uma norma de operação de chaves facas, a qual regra os limites de operação, conforme segue:

Abertura: pode ser aberta com rede energizada, somente com a utilização da ferramenta Loadbuster, exceto em circuitos ou ramais com carga até 112,5 kVA e corrente circulante com o limite de 5 ampères para 13,8 kV e 3 ampères para 23 kV.

O Dispositivo Loadbuster é um equipamento utilizado em conjunto com a vara de manobras, para abertura com carga de chaves faca e fusível, evitando a formação de arco voltaico, nos contatos da chave devido a ionização do ar. Este dispositivo ligado as extremidades da chave geram um caminho alternativo para a corrente de carga através de um interruptor a vácuo.

Fechamento: Em situações de atendimento de emergência, onde exista a possibilidade de defeito na rede, deve ser com a rede desenergizada.

Fechamento com rede energizada: em situações de manobra ou manutenção programada, a chave faca a ser fechada deve possuir uma carga com corrente circulante igual ou inferior a 25 A em 13,8 kV ou 15 A em 23kV.

Em outras situações: quando a carga possuir uma corrente circulante superior a 25 A em 13,8 kV ou 15 A em 23kV, a chave deve ser operada com a rede desenergizada.

## 6.2.2 – Chaves Sob-Carga

As chaves sob-carga apresentam a mesma finalidade das chaves faca, mas com as características de operação com correntes mais elevadas. Normalmente são de atuação tripolar, cujo meio de extinção do arco é o óleo isolante, SF<sub>6</sub> ou a vácuo. Podem ser fechadas ou abertas sob carga até o valor de corrente estabelecido pelo fabricante para operação com carga. Normalmente este tipo de equipamento possui um valor muito elevado em consideração as chaves faca tradicionais.



FIGURA 6.4: Chave Sob-carga

# ALGORÍTIMOS DE OTIMIZAÇÃO DE CONFIABILIDADE

---

## 7.1. – Matriz Lógica Estrutural

Uma das formas propostas neste trabalho para a análise de desempenho das redes de distribuição, pode ser realizada através de uma matriz assim chamada de Matriz Lógica Estrutural. Nesta matriz é considerada a distância de cada trecho de rede [ $\ell$ ], a taxa de falhas por unidade [ $\omega_o$ ], o tempo médio esperado de restabelecimento do fornecimento de energia [ $\tau$ ] e a carga dos transformadores de distribuição [ $S$ ]. Com tais características é possível determinar um valor esperado de energia não fornecida por ano [ $W_n$ ] para um determinado transformador [ $i$ ], através da expressão:

$$W_{ni} = \omega_o \cdot \ell \cdot \tau \cdot S_i$$



As parcelas de tempo  $[\tau]$  normalmente são compostas de três parcelas:

$\tau_{desp}$  : Tempo de Despacho;

$\tau_{desl}$  : Tempo de Deslocamento;

$\tau_{man}$  : Tempo de Manutenção.

Além de  $W_{ni}$ , como característica integral de confiabilidade, pode-se considerar também o número esperado de consumidores horas sem fornecimento de energia por ano  $[A_n]$ , na qual:

$$A_n = \omega_o \cdot \ell \cdot \tau \cdot N_i$$

onde:

$N_i$  é o número de consumidores ligados ao transformador de distribuição [i]

Como exemplo da confecção da matriz lógica estrutural, será analisada a rede de distribuição apresentada na figura 7.1.

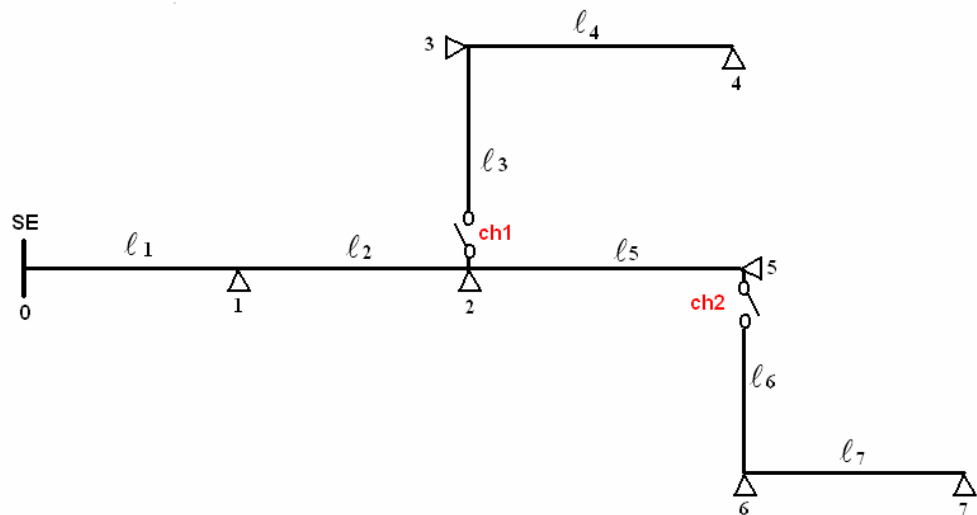


FIGURA 7.1: Diagrama Unifilar da Rede de Distribuição

A matriz lógica estrutural do Quadro 7.1, referente a figura 7.1 foi construído de acordo com as seguintes regras:

Cada coluna da matriz corresponde a cada um dos trechos da rede de distribuição e cada linha da matriz corresponde a um transformador de distribuição. Nas células da matriz, atribuíse os valores de tempos médios de restabelecimento da energia  $[\tau]$ .

Para a definição do valor de  $[\tau]$ , é preciso analisar quanto tempo é necessário para o restabelecimento do fornecimento de energia para os consumidores ligados ao transformador de distribuição (linha da matriz), no caso de falta no trecho da rede de distribuição (coluna da matriz), considerando os dispositivos de comutação e proteção instalados na rede. Como nos trechos 2-3 e 5-6 (figura 7.1) estão instaladas chaves de comutação, é evidente que se a falta acontecer nos trechos 0-1, 1-2 ou 2-5, para o restabelecimento do fornecimento

para os transformadores 1, 2 e 5 é necessário o tempo  $\tau_{total}$  (tempo de despacho, deslocamento e manutenção).

No caso de faltas nos trechos 2-3, 3-4, 5-6 ou 6-7 é necessário um tempo  $\tau_{parc}$  (que não inclui o tempo de manutenção), por que neste caso, considerando os transformadores 1,2 e 5, a falta pode se isolada, através das chaves Ch1 e/ou Ch2. Da mesma forma é possível preencher todas as células da matriz, conforme segue.

QUADRO 7.1 – Matriz Lógica Estrutural.

Nós	Trechos						
	0-1 $\ell_1$	1-2 $\ell_2$	2-3 $\ell_3$	3-4 $\ell_4$	2-5 $\ell_5$	5-6 $\ell_6$	6-7 $\ell_7$
1	$\tau_{total}$	$\tau_{total}$	$\tau_{parc}$	$\tau_{parc}$	$\tau_{total}$	$\tau_{parc}$	$\tau_{parc}$
2	$\tau_{total}$	$\tau_{total}$	$\tau_{parc}$	$\tau_{parc}$	$\tau_{total}$	$\tau_{parc}$	$\tau_{parc}$
3	$\tau_{total}$	$\tau_{total}$	$\tau_{total}$	$\tau_{total}$	$\tau_{total}$	$\tau_{parc}$	$\tau_{parc}$
4	$\tau_{total}$	$\tau_{total}$	$\tau_{total}$	$\tau_{total}$	$\tau_{total}$	$\tau_{parc}$	$\tau_{parc}$
5	$\tau_{total}$	$\tau_{total}$	$\tau_{parc}$	$\tau_{parc}$	$\tau_{total}$	$\tau_{parc}$	$\tau_{parc}$
6	$\tau_{total}$	$\tau_{total}$	$\tau_{parc}$	$\tau_{parc}$	$\tau_{total}$	$\tau_{total}$	$\tau_{total}$
7	$\tau_{total}$	$\tau_{total}$	$\tau_{parc}$	$\tau_{parc}$	$\tau_{total}$	$\tau_{total}$	$\tau_{total}$

Com base nesta matriz pode ser calculada a característica integral de confiabilidade do sistema, através do somatório das parcelas individuais de estimativa de energia interrompida de cada transformador (linha), composta da multiplicação dos valores da linha pela coluna:

$$\begin{aligned}
W_n = \omega_o \{ & [\tau_{parc} \cdot (\ell_3 + \ell_4 + \ell_6 + \ell_7) + \tau_{total} \cdot (\ell_1 + \ell_2 + \ell_5)] \cdot S_1 \\
& + [\tau_{parc} \cdot (\ell_3 + \ell_4 + \ell_6 + \ell_7) + \tau_{total} \cdot (\ell_1 + \ell_2 + \ell_5)] \cdot S_2 \\
& + [\tau_{parc} \cdot (\ell_6 + \ell_7) + \tau_{total} \cdot (\ell_1 + \ell_2 + \ell_3 + \ell_5)] \cdot S_3 \\
& + [\tau_{parc} \cdot (\ell_6 + \ell_7) + \tau_{total} \cdot (\ell_1 + \ell_2 + \ell_3 + \ell_4 + \ell_5)] \cdot S_4 \\
& + [\tau_{parc} \cdot (\ell_3 + \ell_4 + \ell_6 + \ell_7) + \tau_{total} \cdot (\ell_1 + \ell_2 + \ell_5)] \cdot S_5 \\
& + [\tau_{parc} \cdot (\ell_3 + \ell_4) + \tau_{total} \cdot (\ell_1 + \ell_2 + \ell_5 + \ell_6 + \ell_7)] \cdot S_6 \\
& + [\tau_{parc} \cdot (\ell_3 + \ell_4) + \tau_{total} \cdot (\ell_1 + \ell_2 + \ell_5 + \ell_6 + \ell_7)] \cdot S_7 \}
\end{aligned}$$

Da mesma forma pode ser calculado o número de consumidores horas sem fornecimento de energia:

$$\begin{aligned}
A_n = \omega_o \cdot \{ & [\tau_{parc} \cdot (\ell_3 + \ell_4 + \ell_6 + \ell_7) + \tau_{total} \cdot (\ell_1 + \ell_2 + \ell_5)] \cdot N_1 \\
& + [\tau_{parc} \cdot (\ell_3 + \ell_4 + \ell_6 + \ell_7) + \tau_{total} \cdot (\ell_1 + \ell_2 + \ell_5)] \cdot N_2 \\
& + [\tau_{parc} \cdot (\ell_6 + \ell_7) + \tau_{total} \cdot (\ell_1 + \ell_2 + \ell_3 + \ell_5)] \cdot N_3 \\
& + [\tau_{parc} \cdot (\ell_6 + \ell_7) + \tau_{total} \cdot (\ell_1 + \ell_2 + \ell_3 + \ell_4 + \ell_5)] \cdot N_4 \\
& + [\tau_{parc} \cdot (\ell_3 + \ell_4 + \ell_6 + \ell_7) + \tau_{total} \cdot (\ell_1 + \ell_2 + \ell_5)] \cdot N_5 \\
& + [\tau_{parc} \cdot (\ell_3 + \ell_4) + \tau_{total} \cdot (\ell_1 + \ell_2 + \ell_5 + \ell_6 + \ell_7)] \cdot N_6 \\
& + [\tau_{parc} \cdot (\ell_3 + \ell_4) + \tau_{total} \cdot (\ell_1 + \ell_2 + \ell_5 + \ell_6 + \ell_7)] \cdot N_7 \}
\end{aligned}$$

As parcelas de tempo parcial ( $\tau_{parc}$ ) e total ( $\tau_{total}$ ) dependem do tipo de dispositivo considerado:

Dispositivo de Manobra:

$\tau_{parc}$  : Composto por despacho e deslocamento;

$\tau_{total}$  : Composto por despacho, deslocamento e manutenção;

Dispositivo de Proteção:

$\tau_{parc}$  : Não existe a interrupção;

$\tau_{total}$  : Composto por despacho, deslocamento e manutenção;

Como exemplo, adotamos o sistema a seguir, onde existe instalado um dispositivo de manobra (ch1) entre os trechos 2-3 e um dispositivo de proteção (ch2) entre os trechos 5-6:

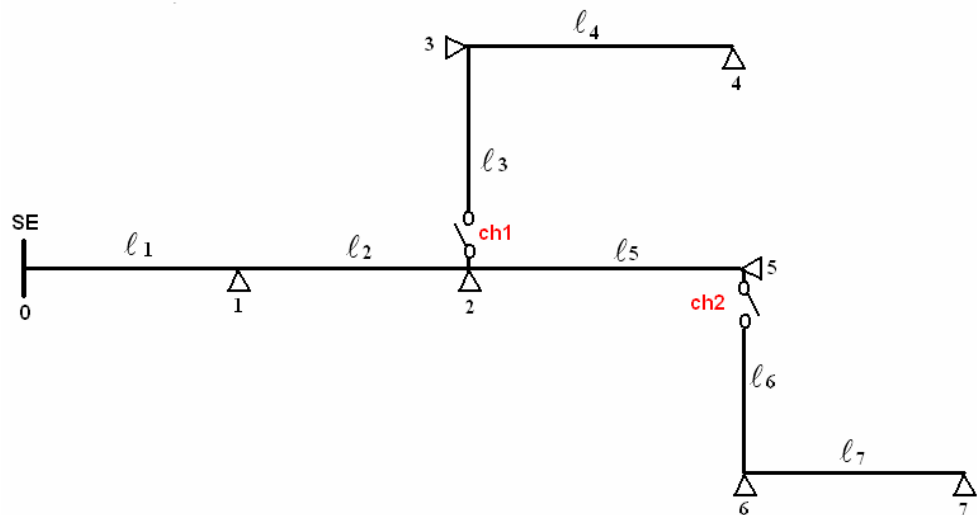


FIGURA 7.2: Exemplo de Aplicação

onde será definido:

$$\ell = 1,0\text{km};$$

$$\omega_o = 0,5;$$

$$\delta = 75\text{kVA};$$

$$\tau_{desp} = 5 \text{ min} \quad \tau_{desl} = 20 \text{ min} \quad \text{e} \quad \tau_{man} = 30 \text{ min}$$

QUADRO 7.1 – Matriz Lógica Estrutural.

Nós	Trechos						
	0-1 (1km)	1-2 (1km)	2-3 (1km)	3-4 (1km)	2-5 (1km)	5-6 (1km)	6-7 (1km)
1 (75kVA)	55 min	55 min	25 min	25 min	55 min	0 min	0 min
2 (75kVA)	55 min	55 min	25 min	25 min	55 min	0 min	0 min
3 (75kVA)	55 min	55 min	55 min	55 min	55 min	0 min	0 min
4 (75kVA)	55 min	55 min	55 min	55 min	55 min	0 min	0 min
5 (75kVA)	55 min	55 min	25 min	25 min	55 min	0 min	0 min
6 (75kVA)	55 min	55 min	25 min	25 min	55 min	55 min	55 min
7 (75kVA)	55 min	55 min	25 min	25 min	55 min	55 min	55 min

$$\begin{aligned}
 W_n &= \frac{0,5}{60} \cdot \{ [55 \cdot (1 + 1 + 1) + 25 \cdot (1 + 1) + 0 \cdot (1 + 1)] \cdot 75 \\
 &+ [55 \cdot (1 + 1 + 1) + 25 \cdot (1 + 1) + 0 \cdot (1 + 1)] \cdot 75 \\
 &+ [55 \cdot (1 + 1 + 1 + 1 + 1) + 0 \cdot (1 + 1)] \cdot 75 \\
 &+ [55 \cdot (1 + 1 + 1 + 1 + 1) + 0 \cdot (1 + 1)] \cdot 75
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + [55 \cdot (1 + 1 + 1) + 25 \cdot (1 + 1) + 0 \cdot (1 + 1)] \cdot 75 \\
& + [55 \cdot (1 + 1 + 1 + 1 + 1) + 25 \cdot (1 + 1)] \cdot 75 \\
& + [55 \cdot (1 + 1 + 1 + 1 + 1) + 25 \cdot (1 + 1)] \cdot 75
\end{aligned}$$

$$W_n = 1.153,12kVAh$$

Para a otimização da estimativa de energia interrompida deste sistema, basta realizar o teste pontual e individual de inserção dos dispositivos de manobra e proteção visando a redução do kVAh ou consumidor hora interrompido. Mas a utilização da Matriz Lógica Estrutural apresenta uma limitação quando se trata da instalação de um dispositivo de manobra após um dispositivo de proteção, pois como foi visto, nos casos onde o defeito foi a montante do dispositivo de manobra, a energia interrompida considerada é de todos os transformadores do alimentador e não apenas do dispositivo de proteção que deve interromper o defeito. Por este motivo surgiu a necessidade da confecção de um novo algoritmo mais completo e abrangente, que considerasse todas as configurações possíveis.

## **7.2. – Algoritmo Heurístico de Otimização Discreta para Chaveamento Ótimo.**

Evidentemente, quanto maior o sistema, maior será a Matriz Lógica Estrutural e de maior complexidade de confecção. Desta forma foram desenvolvidos algoritmos, baseados na metodologia de apresentação de topologia de redes [31], pois através desta abordagem é possível um sistema mais simples para a análise das redes de distribuição radiais, Nestas são consideradas somente as informações sobre as ligações que existem de fato entre os elementos do sistema. Além de um processamento mais simples, o mesmo é mais eficiente, pois no caso da Matriz Lógica Estrutural não são representadas todas as situações que realmente ocorrem em sistemas distribuição. Por exemplo, quando ocorre um defeito na rede de distribuição após um dispositivo de manobra, é considerado como sendo inicialmente a interrupção de todos os consumidores do alimentador durante o período de localização do defeito e, após a localização, é realizada a comutação isolando o trecho defeituoso, na qual é considerada a interrupção dos consumidores ligados pelo equipamento de manobra comutado, durante o período de manutenção. Mas caso exista um equipamento de proteção entre o disjuntor da subestação e o dispositivo de manobra comutado, os consumidores inicialmente interrompidos deveriam ser somente os deste equipamento de proteção e não os de todo o alimentador. Com base nestas situações e com a



metodologia de apresentação de topologia de redes [31] foram desenvolvidos alguns algoritmos:

1º Algoritmo: A instalação de dispositivos de comutação visando minimizar o valor esperado de energia média anual interrompida;

2º Algoritmo: A instalação de dispositivos de comutação visando minimizar a quantidade de consumidores-hora-ano interrompidos;

3º Algoritmo: A instalação de dispositivos de proteção visando minimizar o valor esperado de energia média anual interrompida;

4º Algoritmo: A instalação de dispositivos de proteção visando minimizar a quantidade de consumidores-hora-ano interrompidos;

5º Algoritmo: A instalação de dispositivos de comutação e proteção visando a maximização da relação da quantidade de consumidores-hora-ano interrompidos por real [R\$] investido;

6º Algoritmo: Algoritmo de minimização do número de dispositivos de manobra e proteção instalados.

Os dados considerados são os mesmos utilizados na Matriz Lógica Estrutural, na qual é incluída a distância de cada trecho de rede [ $\ell$ ], a taxa de falhas por unidade [ $\omega_o$ ], os tempos médios de despacho, deslocamento e manutenção.

Todos os algoritmos propostos apresentam a mesma seqüência inicial de cálculos e podem ser divididos em 5 etapas:

**1ª Etapa:** Determinação das correntes e potências acumuladas em cada nó (conforme capítulo 5);

- 2ª Etapa:** Definição dos trechos protegidos por dispositivos de proteção (Zonas de Proteção);
- 3ª Etapa:** Definição das zonas de comutação por dispositivos de proteção e manobra;
- 4ª Etapa:** Avaliação pontual da otimização para cada dispositivo em teste, conforme metodologia específica.

**1ª Etapa:** Como foi visto através do algoritmo apresentação de topologia de redes [31] (capítulo 5), podem ser obtidas as correntes e potências acumuladas em cada “nó” do sistema e, conseqüentemente, pode ser integrado com os sistemas de modelagem da carga elétrica tanto por demanda quanto por curvas de carga típicas [31].

**2ª Etapa:** Através do algoritmo de apresentação de topologia de redes [31], pode ser determinado quais os dispositivos de comutação e proteção que estão em série, o comprimento de rede acumulada para cada trecho e os trechos protegidos pelos dispositivos de proteção que serão definidos como sendo “Zonas de Proteção” pois os dispositivos de proteção são os responsáveis pelos desligamentos dos trechos defeituosos.

Para que seja possível a determinação das Zonas de Proteção é necessário primeiramente determinar o comprimento de trecho acumulado em cada nó do sistema. Este passo é determinado pelo software ASD através de um laço computacional que soma as extensões de rede a jusante de cada nó conforme apresentação de topologia de redes [31].

Como exemplo adota-se o fragmento do sistema de distribuição da figura 7.3, onde cada trecho de rede mede 1,0 quilômetro de extensão.

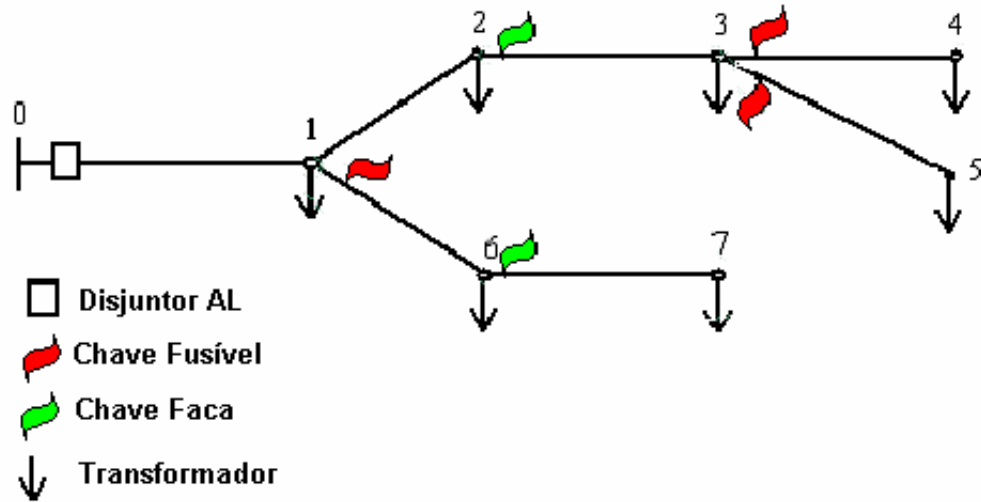


FIGURA 7.3: Diagrama Unifilar da Rede de Distribuição

QUADRO 7.2: Representação dos trechos acumulados de rede

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	Trecho Acumulado por Nó
0	1	Dj	1	1	-	$l_{(3-4)} + l_{(3-5)} + l_{(2-3)} + l_{(1-2)} + l_{(0-1)}$
1	2	L	1	2	1	$l_{(3-4)} + l_{(3-5)} + l_{(2-3)} + l_{(1-2)}$
2	3	FC	1	3	2	$l_{(3-4)} + l_{(3-5)} + l_{(2-3)}$
3	4	FU	1	4	3	$l_{(3-4)}$
3	5	FU	1	5	3	$l_{(3-5)}$
1	6	FU	1	6	1	$l_{(6-7)} + l_{(1-6)}$
6	7	FC	1	7	6	$l_{(6-7)}$

onde:

Dj – Disjuntor do Alimentador;

FU – Chave Fusível;

FC – Chave Faca;

L – Extensão de Rede sem proteção.

QUADRO 7.3: Representação dos trechos acumulados de rede

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	Trecho Acumulado por Nó
0	1	Dj	1	1	-	7
1	2	L	1	2	1	4
2	3	FC	1	3	2	3
3	4	FU	1	4	3	1
3	5	FU	1	5	3	1
1	6	FU	1	6	1	2
6	7	FC	1	7	6	1

Se observarmos a Figura 7.4 é fácil verificar quais os dispositivos de proteção que devem atuar em caso de defeitos em cada ramo da rede de distribuição. A extensão de rede protegida por cada dispositivo de proteção será denominada de Zona de Proteção ou Atuação (figura 7.4).

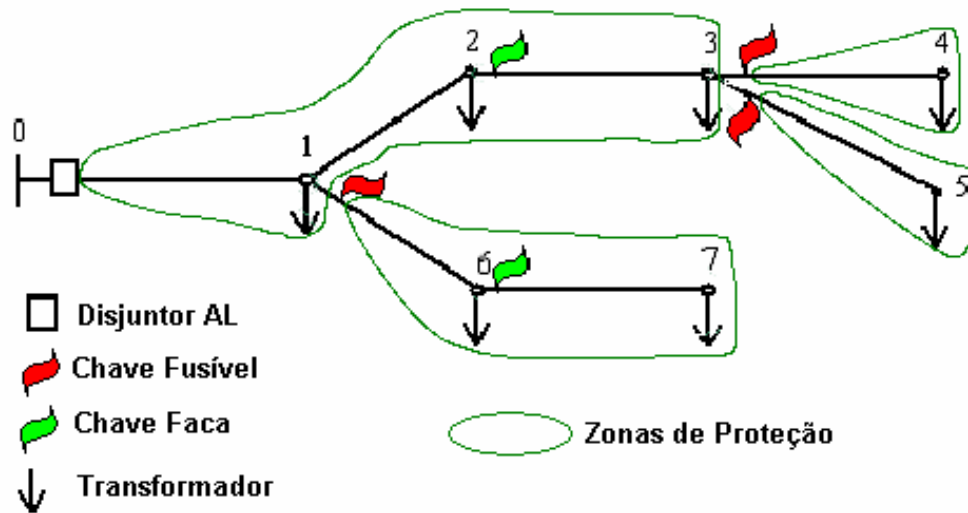


FIGURA 7.4: Zonas de Proteção

Da mesma forma como foram calculados os comprimentos acumulados de rede em cada nó, é possível determinar qual a extensão de rede é interrompida por cada dispositivo de proteção [FU – Chave Fusível ou Dj – Disjuntor], na qual a distância acumulada de cada dispositivo de proteção a montante é subtraída pela distância acumulada da chave a jusante. Os dispositivos de manobra não possuem Zonas de Proteção, pois a sua operação depende da intervenção do eletricitista.

QUADRO 7.4: Zonas de Proteção

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	Km Acumulado por Nó	Zona de Proteção
0	1	Dj	1	1	-	7	$\ell_{(acumulado)} - [\ell_{(1-6)} + \ell_{(6-7)} + \ell_{(2-3)} + \ell_{(3-4)} + \ell_{(3-5)}]$
1	2	L	1	2	1	4	-
2	3	FC	1	3	2	3	-
3	4	FU	1	4	3	1	$\ell_{(acumulado)}$
3	5	FU	1	5	3	1	$\ell_{(acumulado)}$
1	6	FU	1	6	1	2	$\ell_{(acumulado)}$
6	7	FC	1	7	6	1	-

QUADRO 7.5: Zonas de Proteção

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	Km Acumulado por Nó	Zona de Proteção
0	1	Dj	1	1	-	7	2
1	2	L	1	2	1	4	-
2	3	FC	1	3	2	3	-
3	4	FU	1	4	3	1	1
3	5	FU	1	5	3	1	1
1	6	FU	1	6	1	2	2
6	7	FC	1	7	6	1	-

**3ª Etapa:** Da mesma forma que as Zonas de Proteção é simples definirmos as zonas de comutação.

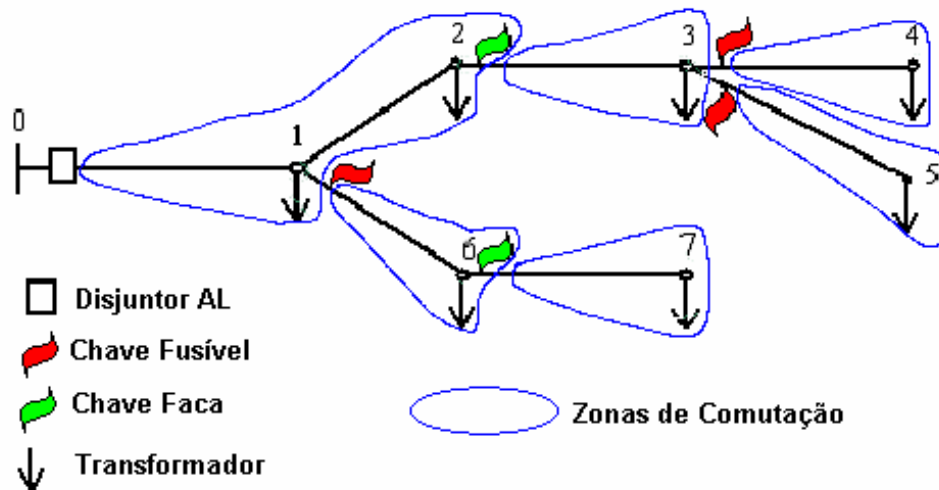


FIGURA 7.5: Zonas de Comutação

QUADRO 7.6: Zonas de Comutação

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	Km Acumulado por Nó	Zona de Comutação
0	1	Dj	1	1	-	7	$\ell_{(acumulado)} - [\ell_{(1-6)} + \ell_{(6-7)} + \ell_{(2-3)} + \ell_{(3-4)} + \ell_{(3-5)}]$
1	2	L	1	2	1	4	-
2	3	FC	1	3	2	3	$\ell_{(acumulado)} - [\ell_{(3-4)} + \ell_{(3-5)}]$
3	4	FU	1	4	3	1	$\ell_{(acumulado)}$
3	5	FU	1	5	3	1	$\ell_{(acumulado)}$
1	6	FU	1	6	1	2	$\ell_{(acumulado)} - \ell_{(6-7)}$
6	7	FC	1	7	6	1	$\ell_{(acumulado)}$

QUADRO 7.7: Zonas de Comutação

Nó Inicial	Nó Final	Tip o	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	Km Acumulado por Nó	Zona de Comutação
0	1	Dj	1	1	-	7	2
1	2	L	1	2	1	4	-
2	3	FC	1	3	2	3	1
3	4	FU	1	4	3	1	1
3	5	FU	1	5	3	1	1
1	6	FU	1	6	1	2	1
6	7	FC	1	7	6	1	1

**4ª Etapa:** Na quarta etapa é calculada a estimativa de energia interrompida para todo o sistema em estudo (alimentador) através de três parcelas de cálculo: a parcela para defeitos nos trechos protegidos pelo disjuntor do alimentador, mais a parcela para defeito nos trechos a jusante de cada dispositivo de proteção e mais a parcela para defeito nos trechos a jusante de cada dispositivo de manobra que posteriormente são manobrados.

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor

$$[(\omega_o \cdot \ell_{SE}) \cdot S_{SE} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})] \quad (1)$$

onde:

$\omega_o$  : Taxa de falhas por quilômetro de rede;

$\ell_{SE}$  : Zona de comutação do disjuntor;



$S_{SE}$ : Potência fornecida pelo alimentador;

$\tau_{desp}$ : Tempo médio de despacho;

$\tau_{desl}$ : Tempo médio de deslocamento;

$\tau_{serv}$ : Tempo médio de serviço.

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos nos trechos protegidos pelos dispositivos de proteção

$$\sum_{f=1}^n \left[ (\omega_o \cdot \ell_{EP_f}) \cdot S_{EP_f} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man}) \right] \quad (2)$$

onde:

$\omega_o$  : Taxa de falhas por quilômetro de rede;

$\ell_{EP}$  : Zona de comutação do dispositivo de proteção;

$S_{EP}$ : Potência interrompida por cada dispositivo de proteção;

$\tau_{desp}$ : Tempo médio de despacho;

$\tau_{desl}$ : Tempo médio de deslocamento;

$\tau_{serv}$ : Tempo médio de serviço.

3ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos nos trechos dos dispositivos de manobra

$$\sum_{f=1}^n \left[ (\omega_o \cdot \ell_{EM_f}) S_{EP_f} (\tau_{des} + \tau_{loc}) \right] + \sum_{f=1}^n \left[ (\omega_o \cdot \ell_{EM_f}) S_{EM_f} (\tau_{man}) \right] \quad (3)$$

onde:

$\omega_o$  : Taxa de falhas por quilômetro de rede;

$\ell_{EM}$  : Zona de comutação do dispositivo de manobra;

$S_{EP}$ : Potência interrompida do dispositivo de proteção onde se localiza o dispositivo de manobra (Zona de Proteção);

$S_{EM}$ : Potência interrompida do dispositivo de manobra;

$\tau_{desp}$ : Tempo médio de despacho;

$\tau_{desl}$ : Tempo médio de deslocamento;

$\tau_{serv}$ : Tempo médio de serviço.

Com a soma das três parcelas é possível determinar a estimativa de energia interrompida do sistema considerando os dispositivos existentes. Através deste algoritmo é possível também determinar os melhores locais para a instalação de novos dispositivos e a quantidade a instalar, mediante o ganho de confiabilidade esperado. O algoritmo testa nó a nó avaliando as influências entre os dispositivos de proteção e manobra em busca do menor valor de somatório de energia interrompida ou clientes hora interrompidos. Para o cálculo de clientes hora interrompidos, basta substituir nas equações (1),(2) e (3) a potência interrompida pelo número de clientes interrompidos.

### 7.3 – Realização Prática dos Algoritmos

Foram criados três algoritmos de inserção de dispositivos. O primeiro testa a inserção somente de dispositivos de manobra, o segundo testa a inserção de dispositivos de proteção e o terceiro testa a inserção mista dos dispositivos visando a otimização de recursos. Desta forma neste subitem serão apresentadas as três etapas, através de um exemplo no qual será considerado um alimentador sem nenhum dispositivo instalado. O alimentador consiste de sete ramos e sete transformadores com o carregamento definido de 75kVA, com comprimento de cada ramo igual a 1km, tensão de operação de 13,8kV e taxa de falhas de 1,0 falha por km (para simplificar os cálculos);

Parcelas de tempo:  $\tau_{desp} = 10\text{min}$ ;  $\tau_{dest} = 15\text{min}$ ;  $\tau_{serv} = 30\text{min}$ .

1º Exemplo: Será considerada a instalação de dispositivos de proteção.

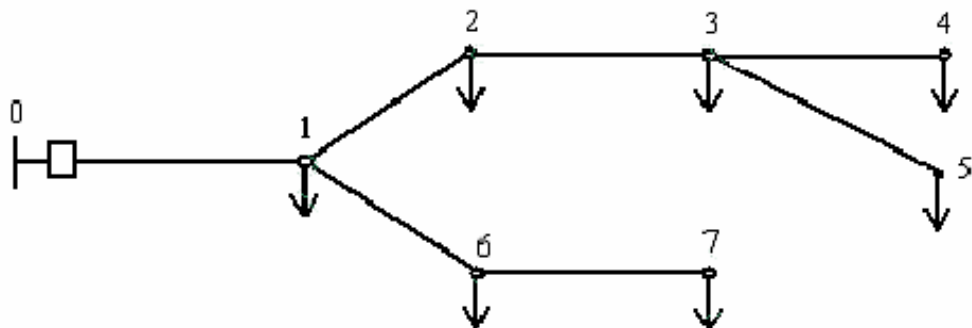


FIGURA 7.6: Diagrama Unifilar do Exemplo 1

O primeiro passo é a definição do fluxo de potência realizado através do Programa ASD, na qual é determinada a corrente, tensão, potência ativa e reativa em cada ramo do alimentador [31].

QUADRO 7.8: Representação dos valores de fluxo de potência

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	P [kW]	Q [kVAr]	I [A]	V[kV]
0	1	Dj	1	1	-	526	1.08	22,30	13,80
1	2	L	1	2	1	300	0.36	12,59	13,78
2	3	L	1	3	2	225	0.15	9,45	13,75
3	4	L	1	4	3	75	0.01	3,15	13,75
3	5	L	1	5	3	75	0.01	3,15	13,75
1	6	L	1	6	1	150	0.07	6,29	13,77
6	7	L	1	7	6	75	0.01	3,15	13,77

O segundo passo é a realização da estimação inicial do valor esperado de energia interrompida do circuito em análise. Como este alimentador ainda não apresenta dispositivos de proteção, a 2ª parcela de cálculo (2) inexistente, resultando somente na 1ª parcela referente ao disjuntor do alimentador (1).

QUADRO 7.9: Representação dos valores esperados de energia interrompida

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	km Acumulado	Zona de Comutação [km]	S [kVA]	$W_n$ [kVAh]
0	1	Dj	1	1	-	7	7	526	3375,17
1	2	L	1	2	1	4	-	300	-
2	3	L	1	3	2	3	-	225	-
3	4	L	1	4	3	1	-	75	-

3	5	L	1	5	3	1	-	75	-
1	6	L	1	6	1	2	-	150	-
6	7	L	1	7	6	1	-	75	-

$$W_n = [(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]$$

$$W_n = (202510,42) / 60 = 3375,17 \text{ kVAh}$$

De posse da estimativa inicial do valor esperado de energia interrompida, inicia-se os testes pontuais em cada nó em busca do menor valor de energia interrompida. Nesta análise somente existem duas parcelas de cálculo (1) e (2), pois não estão previstos dispositivos de manobra.

QUADRO 7.10: Teste no ramo 6-7

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	km Acumulado	Zona de Comutação [km]	S [kVA]	$W_n$ [kVAh]
0	1	Dj	1	1	-	7	6	526	2893
1	2	L	1	2	1	4	-	300	-
2	3	L	1	3	2	3	-	225	-
3	4	L	1	4	3	1	-	75	-
3	5	L	1	5	3	1	-	75	-
1	6	L	1	6	1	2	-	150	-
6	7	FU	1	7	6	1	1	75	68,75
$W_n$ [kVAh]									2961,75

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor

$$W_n = [(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]$$

$$W_{n(0-1)} = \frac{[(1 \cdot 6) \cdot 526 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 2893 \text{ kVAh}$$

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelos dispositivos de proteção

$$W_n = \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]}{60}$$

$$W_{n(6-7)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 75 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 68,75 \text{ VAh}$$

Energia Total Interrompida:

$$W_{n\Sigma} = 2961,75 \text{ kVAh}$$

QUADRO 7.11: Teste no ramo 1-6

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	km Acumulado	Zona de Comutação [km]	S [kVA]	$W_n$ [kVAh]
0	1	Dj	1	1	-	7	5	526	2410,8
1	2	L	1	2	1	4	-	300	-
2	3	L	1	3	2	3	-	225	-
3	4	L	1	4	3	1	-	75	-
3	5	L	1	5	3	1	-	75	-
1	6	FU	1	6	1	2	2	150	275
6	7	L	1	7	6	1	-	75	-
$W_n$ [kVAh]									2685,8

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor

$$W_n = [(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]$$

$$W_{n(0-1)} = \frac{[(1.5) \cdot 526 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 2410,8kVAh$$

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelos dispositivos de proteção

$$W_n = \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]}{60}$$

$$W_{n(1-6)} = \frac{[(1 \cdot 2) \cdot 150 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 275kVAh$$

Energia Total Interrompida:

$$W_{n\Sigma} = 2685kVAh$$

QUADRO 7.12: Teste no ramo 3-5

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	km Acumulado	Zona de Comutação [km]	S [kVA]	$W_n$ [kVAh]
0	1	Dj	1	1	-	7	6	526	2893
1	2	L	1	2	1	4	-	300	-
2	3	L	1	3	2	3	-	225	-
3	4	L	1	4	3	1	-	75	-
3	5	FU	1	5	3	1	1	75	68,75

1	6	L	1	6	1	2	-	150	-
6	7	L	1	7	6	1	-	75	-
$W_n$ [kVAh]									2961,75

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor

$$W_n = [(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]$$

$$W_{n(0-1)} = \frac{[(1 \cdot 6) \cdot 526 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 2.893kVAh$$

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelos dispositivos de proteção

$$W_n = \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]}{60}$$

$$W_{n(3-5)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 75 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 68,75kVAh$$

Energia Total Interrompida:

$$W_{n\Sigma} = 2961,75kVAh$$



QUADRO 7.13: Teste no ramo 3-4

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	km Acumulado	Zona de Comutação [km]	S [VA]	$W_n$ [kVAh]
0	1	Dj	1	1	-	7	6	526	2893
1	2	L	1	2	1	4	-	300	-
2	3	L	1	3	2	3	-	225	-
3	4	FU	1	4	3	1	1	75	68,75
3	5	L	1	5	3	1	-	75	-
1	6	L	1	6	1	2	-	150	-
6	7	L	1	7	6	1	-	75	-
$W_n$ [kVAh]									2961,75

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor

$$W_n = [(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]$$

$$W_{n(0-1)} = \frac{[(1 \cdot 6) \cdot 526 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 2.893kVAh$$

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelos dispositivos de proteção

$$W_n = \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]}{60}$$

$$W_{n(3-4)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 75 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 68,75kVAh$$

Energia Total Interrompida:

$$W_{n\Sigma} = 2961,75kVA/h$$

QUADRO 7.14: Teste no ramo 2-3

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	km Acumulado	Zona de Comutação [km]	S [kVA]	$W_n$ [kVAh]
0	1	Dj	1	1	-	7	4	526	1928,66
1	2	L	1	2	1	4	-	300	-
2	3	FU	1	3	2	3	3	225	618,75
3	4	L	1	4	3	1	-	75	-
3	5	L	1	5	3	1	-	75	-
1	6	L	1	6	1	2	-	150	-
6	7	L	1	7	6	1	-	75	-
$W_n$ [kVAh]									2574,42

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor

$$W_n = [(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]$$

$$W_{n(0-1)} = \frac{[(1 \cdot 4) \cdot 526 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 1928,66kVAh$$

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelos dispositivos de proteção

$$W_n = \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]}{60}$$

$$W_{n(2-3)} = \frac{[(1 \cdot 3) \cdot 225 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 618,75 \text{ kVAh}$$

Energia Total Interrompida:

$$W_{n\Sigma} = 2547,42 \text{ kVAh}$$

QUADRO 7.15: Teste no ramo 1-2

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	km Acumulado	Zona de Comutação [km]	S [kVA]	$W_n$ [kVAh]
0	1	Dj	1	1	-	7	3	526	1446,5
1	2	FU	1	2	1	4	4	300	1100
2	3	L	1	3	2	3	-	225	-
3	4	L	1	4	3	1	-	75	-
3	5	L	1	5	3	1	-	75	-
1	6	L	1	6	1	2	-	150	-
6	7	L	1	7	6	1	-	75	-
$W_n$ [kVAh]									2546,5

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor

$$W_n = [(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]$$

$$W_{n(0-1)} = \frac{[(1 \cdot 3) \cdot 526 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 1446,5 \text{ kVAh}$$

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelos dispositivos de proteção

$$W_n = \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]}{60}$$

$$W_{n(1-2)} = \frac{[(1 \cdot 4) \cdot 300 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 1100kVAh$$

Energia Total Interrompida:

$$W_{n\Sigma} = 2546,5kVAh$$

O ramo que apresentou o melhor desempenho foi entre os nós 1 e 2, desta forma este seria o melhor local para a instalação de um dispositivo de proteção. A instalação deste dispositivo resultaria em uma redução do valor esperado de energia não fornecida de 24,55% em relação ao sistema original.

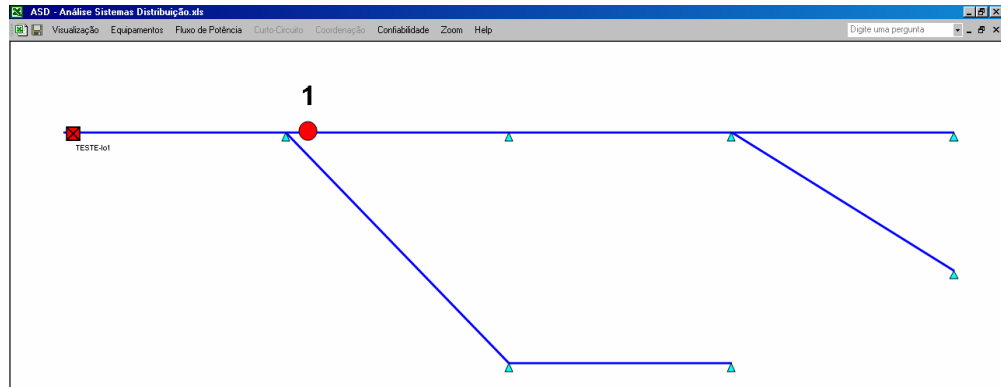


FIGURA 7.7: Demonstrativo do 1º Dispositivo

Com o primeiro dispositivo instalado, o próximo passo será a demonstração do algoritmo para a inserção do segundo dispositivo, considerando a existência do primeiro já alocado.

QUADRO 7.16: Teste no ramo 6-7

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	km Acumulado	Zona de Comutação [km]	S [kVA]	$W_n$ [kVAh]
0	1	Dj	1	1	-	7	2	526	964,33
1	2	FU	1	2	1	4	4	300	1100
2	3	L	1	3	2	3	-	225	-
3	4	L	1	4	3	1	-	75	-
3	5	L	1	5	3	1	-	75	-
1	6	L	1	6	1	2	-	150	-
6	7	FU	1	7	6	1	1	75	68,75
$W_n$ [kVAh]									2133,08

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor

$$W_n = [(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]$$

$$W_{n(0-1)} = \frac{[(1 \cdot 2) \cdot 526 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 964,33kVAh$$

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelos dispositivos de proteção

$$W_n = \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]}{60}$$

$$W_{n(1-2)} = \frac{[(1 \cdot 4) \cdot 300 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 1100 \text{ kVAh}$$

$$W_{n(6-7)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 75 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 68,75 \text{ kVAh}$$

Energia Total Interrompida:

$$W_{n\Sigma} = 2133,08 \text{ kVAh}$$

QUADRO 7.17: Teste no ramo 1-6

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	km Acumulado	Zona de Comutação [km]	S [kVA]	$W_n$ [kVAh]
0	1	Dj	1	1	-	7	1	526	482,17
1	2	FU	1	2	1	4	4	300	1100
2	3	L	1	3	2	3	-	225	-
3	4	L	1	4	3	1	-	75	-
3	5	L	1	5	3	1	-	75	-
1	6	FU	1	6	1	2	2	150	275
6	7	L	1	7	6	1	-	75	-
$W_n$ [kVAh]									1857,17

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor

$$W_n = [(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]$$

$$W_{n(0-1)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 526 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 482,17 \text{ kVAh}$$

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelos dispositivos de proteção

$$W_n = \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]}{60}$$

$$W_{n(1-2)} = \frac{[(1 \cdot 4) \cdot 300 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 1100kVAh$$

$$W_{n(1-6)} = \frac{[(1 \cdot 2) \cdot 150 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 275kVAh$$

Energia Total Interrompida:

$$W_{n\Sigma} = 1857,17kVAh$$

QUADRO 7.18: Teste no ramo 3-5

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	km Acumulado	Zona de Comutação [km]	S [kVA]	$W_n$ [kVAh]
0	1	Dj	1	1	-	7	3	526	1446,5
1	2	FU	1	2	1	4	3	300	825
2	3	L	1	3	2	3	-	225	-
3	4	L	1	4	3	1	-	75	-
3	5	FU	1	5	3	1	1	75	68,75
1	6	L	1	6	1	2	-	150	-
6	7	L	1	7	6	1	-	75	-
$W_n$ [kVAh]									2340,25

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor

$$W_n = [(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]$$
$$W_{n(0-1)} = \frac{[(1 \cdot 3) \cdot 526 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 1446,5kVAh$$

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelos dispositivos de proteção

$$W_n = \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]}{60}$$
$$W_{n(1-2)} = \frac{[(1 \cdot 3) \cdot 300 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 825kVAh$$
$$W_{n(3-5)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 75 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 68,75kVAh$$

Energia Total Interrompida:

$$W_{n\Sigma} = 2340,25kVAh$$



QUADRO 7.19: Teste no ramo 3-4

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	km Acumulado	Zona de Comutação [km]	S [kVA]	$W_n$ [kVAh]
0	1	Dj	1	1	-	7	3	526	1446,5
1	2	FU	1	2	1	4	3	300	825
2	3	L	1	3	2	3	-	225	
3	4	FU	1	4	3	1	1	75	68,75
3	5	L	1	5	3	1	-	75	
1	6	L	1	6	1	2	-	150	
6	7	L	1	7	6	1	-	75	
$W_n$ [kVAh]									2340,25

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor

$$W_n = [(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]$$

$$W_{n(0-1)} = \frac{[(1 \cdot 3) \cdot 526 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 1446,5 \text{ kVAh}$$

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelos dispositivos de proteção

$$W_n = \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]}{60}$$

$$W_{n(1-2)} = \frac{[(1 \cdot 3) \cdot 300 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 825 \text{ kVAh}$$

$$W_{n(3-4)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 75 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 68,75 \text{ kVAh}$$

Energia Total Interrompida:

$$W_{n\Sigma} = 2340,25kVAh$$

QUADRO 7.20: Teste no ramo 2-3

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	km Acumulado	Zona de Comutação [km]	S [kVA]	$W_n$ [kVAh]
0	1	Dj	1	1	-	7	3	526	1446,5
1	2	FU	1	2	1	4	1	300	275
2	3	FU	1	3	2	3	3	225	618,75
3	4	L	1	4	3	1	-	75	
3	5	L	1	5	3	1	-	75	
1	6	L	1	6	1	2	-	150	
6	7	L	1	7	6	1	-	75	
$W_n$ [kVAh]									2340,25

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor

$$W_n = [(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]$$

$$W_{n(0-1)} = \frac{[(1 \cdot 3) \cdot 526 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 1446,5kVAh$$

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelos dispositivos de proteção

$$W_n = \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]}{60}$$

$$W_{n(1-2)} = \frac{[(1 \cdot 3) \cdot 225 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 618,75kVAh$$

$$W_{n(2-3)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 300 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 275kVAh$$

Energia Total Interrompida:

$$W_{n\Sigma} = 2340,25kVAh$$

O ramo que apresentou o melhor desempenho foi entre os nós 1 e 6, desta forma este seria o melhor local para a instalação do segundo dispositivo de proteção. A instalação destes dispositivos resultaria em uma redução do valor esperado de energia não fornecida de 44,97% em relação ao sistema original.

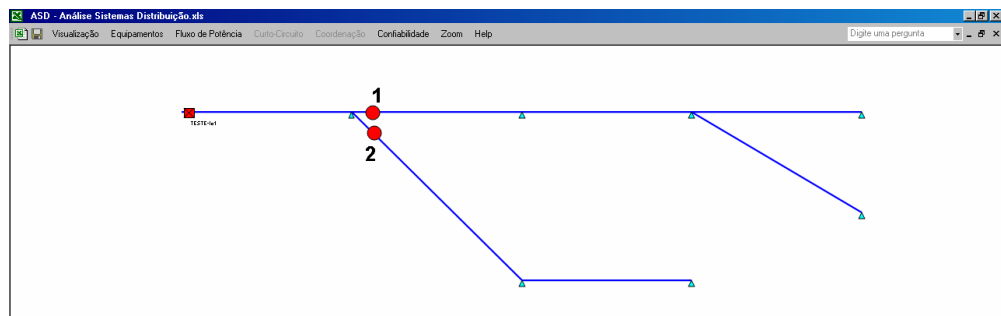


FIGURA 7.8: Demonstrativo do 2º Dispositivo

Exemplo 2: O segundo exemplo é semelhante ao primeiro, só que neste caso serão instalados dispositivos de manobra.

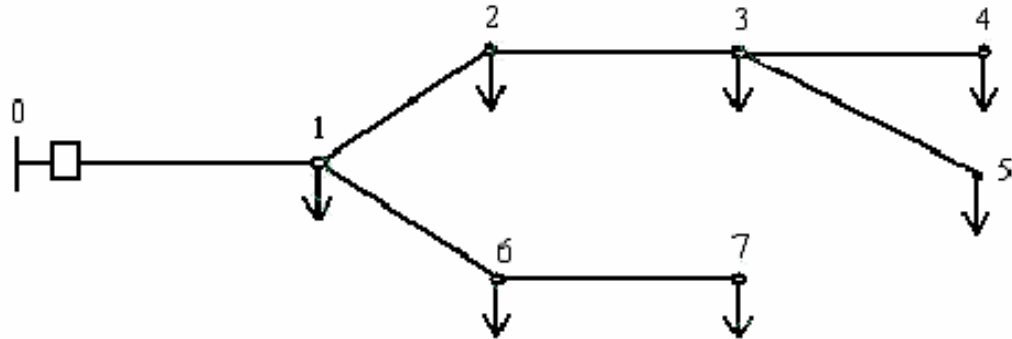


FIGURA 7.9: Diagrama Unifilar do Exemplo 2

O algoritmo para dispositivos de manobra é semelhante ao apresentado para dispositivos de proteção, a diferença apresentada está na formulação da avaliação do valor esperado de energia interrompida, pois neste caso a formulação não apresenta a parcela referente aos dispositivos de proteção. Quando ocorre um defeito após um determinado dispositivo de manobra, como o mesmo não é um dispositivo de proteção, ocorre o desarme do alimentador ocasionando a interrupção da carga de todo o alimentador até o instante da abertura do dispositivo. Ou seja, na interrupção durante o período do despacho da equipe de eletricitas até o instante da localização do defeito e, posteriormente, a interrupção da carga do dispositivo de manobra durante o período de manutenção.

Da mesma forma é realizado o cálculo de fluxo de potência através do Programa ASD e determinado o valor esperado de energia interrompida.

QUADRO 7.21: Representação dos valores esperados de energia interrompida

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	km Acumulado	Zona de Comutação [km]	S [kVA]	$W_n$ [kVAh]
0	1	Dj	1	1	-	7	7	526	3375,17
1	2	L	1	2	1	4	-	300	-
2	3	L	1	3	2	3	-	225	-
3	4	L	1	4	3	1	-	75	-
3	5	L	1	5	3	1	-	75	-
1	6	L	1	6	1	2	-	150	-
6	7	L	1	7	6	1	-	75	-

$$W_n = [(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]$$

$$W_n = \frac{[(1.7) \cdot 526 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 3375,17 \text{ kVAh}$$

De posse da estimativa inicial do valor esperado de energia interrompida, inicia-se os testes de instalação dos dispositivos em cada nó em busca da melhor solução. Nesta etapa somente existem duas parcelas de cálculo (1) e (3), pois não existem dispositivos de proteção.

QUADRO 7.22: Teste no ramo 6-7

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	km Acumulado	Zona de Comutação [km]	S [kVA]	$W_n$ [kVAh]
0	1	Dj	1	1	-	7	6	526	2893
1	2	L	1	2	1	4	-	300	-
2	3	L	1	3	2	3	-	225	-
3	4	L	1	4	3	1	-	75	-
3	5	L	1	5	3	1	-	75	-
1	6	L	1	6	1	2	-	150	-
6	7	FC	1	7	6	1	1	75	256,67
$W_n$ [kVAh]									3149,67

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor

$$W_n = [(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]$$

$$W_{n(0-1)} = \frac{[(1 \cdot 6) \cdot 526 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 2893 \text{ kVAh}$$

2ª Parcela: Trecho seccionado pelo dispositivo de manobra

$$W_n = \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EM}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc})]}{60} + \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EM}) \cdot S_{EM} \cdot (\tau_{man})]}{60}$$

$$W_{n(6-7)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 526 \cdot (10 + 15)]}{60} + \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 75 \cdot (30)]}{60} = 256,67 \text{ kVAh}$$

Energia Total Interrompida:

$$W_{n\Sigma} = 3149,67kVAh$$

QUADRO 7.23: Teste no ramo 1-6

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	km Acumulado	Zona de Comutação [km]	S [kVA]	$W_n$ [kVAh]
0	1	Dj	1	1	-	7	5	526	2410,8
1	2	L	1	2	1	4	-	300	-
2	3	L	1	3	2	3	-	225	-
3	4	L	1	4	3	1	-	75	-
3	5	L	1	5	3	1	-	75	-
1	6	FC	1	6	1	2	2	150	588,33
6	7	L	1	7	6	1	-	75	-
$W_n$ [kVAh]									2999,13

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor

$$W_n = [(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]$$

$$W_{n(0-1)} = \frac{[(1 \cdot 5) \cdot 526 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 2410,8kVAh$$

2ª Parcela: Trecho seccionado pelo dispositivo de manobra

$$W_n = \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EM}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc})]}{60} + \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EM}) \cdot S_{EM} \cdot (\tau_{man})]}{60}$$

$$W_{n(1-6)} = \frac{[(1 \cdot 2) \cdot 526 \cdot (10 + 15)]}{60} + \frac{[(1 \cdot 2) \cdot 150 \cdot (30)]}{60} = 588,33kVAh$$

Energia Total Interrompida:

$$W_{n\Sigma} = 2999,13kVAh$$

QUADRO 7.24: Teste no ramo 3-5

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	km Acumulado	Zona de Comutação [km]	S [kVA]	$W_n$ [kVAh]
0	1	Dj	1	1	-	7	6	526	2893
1	2	L	1	2	1	4	-	300	-
2	3	L	1	3	2	3	-	225	-
3	4	L	1	4	3	1	-	75	-
3	5	FC	1	5	3	1	1	75	256,67
1	6	L	1	6	1	2	-	150	-
6	7	L	1	7	6	1	-	75	-
$W_n$ [kVAh]									3149,67

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor

$$W_n = [(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]$$

$$W_{n(0-1)} = \frac{[(1 \cdot 6) \cdot 526 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 2893kVAh$$



2ª Parcela: Trecho seccionado pelo dispositivo de manobra

$$W_n = \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EM}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc})]}{60} + \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EM}) \cdot S_{EM} \cdot (\tau_{man})]}{60}$$

$$W_{n(3-5)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 526 \cdot (10 + 15)]}{60} + \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 75 \cdot (30)]}{60} = 256,67 \text{ kVAh}$$

Energia Total Interrompida:

$$W_{n\Sigma} = 3149,67 \text{ kVAh}$$

QUADRO 7.25: Teste no ramo 3-4

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	km Acumulado	Zona de Comutação [km]	S [kVA]	$W_n$ [kVAh]
0	1	Dj	1	1	-	7	6	526	2893
1	2	L	1	2	1	4	-	300	-
2	3	L	1	3	2	3	-	225	-
3	4	FC	1	4	3	1	1	75	256,67
3	5	L	1	5	3	1	-	75	-
1	6	L	1	6	1	2	-	150	-
6	7	L	1	7	6	1	-	75	-
$W_n$ [kVAh]									3149,67

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor

$$W_n = [(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]$$

$$W_{n(0-1)} = \frac{[(1 \cdot 6) \cdot 526 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 2893 \text{ kVAh}$$

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos nos trechos dos dispositivos de manobra

$$W_n = \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EM}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc})]}{60} + \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EM}) \cdot S_{EM} \cdot (\tau_{man})]}{60}$$

$$W_{n(3-4)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 526 \cdot (10 + 15)]}{60} + \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 75 \cdot (30)]}{60} = 256,67 \text{ kVAh}$$

Energia Total Interrompida:

$$W_{n\Sigma} = 3149,67 \text{ kVAh}$$

QUADRO 7.26: Teste no ramo 2-3

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	km Acumulado	Zona de Comutação [km]	S [kVA]	$W_n$ [kVAh]
0	1	Dj	1	1	-	7	4	526	1928,66
1	2	L	1	2	1	4	-	300	-
2	3	FC	1	3	2	3	3	225	995
3	4	L	1	4	3	1	-	75	-
3	5	L	1	5	3	1	-	75	-
1	6	L	1	6	1	2	-	150	-
6	7	L	1	7	6	1	-	75	-
$W_n$ [kVAh]									2923,66

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor

$$W_n = [(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]$$

$$W_{n(0-1)} = \frac{[(1 \cdot 4) \cdot 526 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 1928,66kVAh$$

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos nos trechos dos dispositivos de manobra

$$W_n = \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EM}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc})]}{60} + \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EM}) \cdot S_{EM} \cdot (\tau_{man})]}{60}$$

$$W_{n(2-3)} = \frac{[(1 \cdot 3) \cdot 526 \cdot (10 + 15)]}{60} + \frac{[(1 \cdot 3) \cdot 225 \cdot (30)]}{60} = 995kVAh$$

Energia Total Interrompida:

$$W_{n\Sigma} = 2923,66kVAh$$

QUADRO 7.27: Teste no ramo 1-2

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	km Acumulado	Zona de Comutação [km]	S [kVA]	$W_n$ [kVAh]
0	1	Dj	1	1	-	7	3	526	1446,5
1	2	FC	1	2	1	4	4	300	1476,67
2	3	L	1	3	2	3	-	225	-
3	4	L	1	4	3	1	-	75	-

3	5	L	1	5	3	1	-	75	-
1	6	L	1	6	1	2	-	150	-
6	7	L	1	7	6	1	-	75	-
$W_n$ [kVAh]									2923,17

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor

$$W_n = [(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]$$

$$W_{n(0-1)} = \frac{[(1 \cdot 3) \cdot 526 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 1446,5kVAh$$

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos nos trechos dos dispositivos de manobra

$$W_n = \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EM}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc})]}{60} + \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EM}) \cdot S_{EM} \cdot (\tau_{man})]}{60}$$

$$W_{n(1-2)} = \frac{[(1 \cdot 4) \cdot 526 \cdot (10 + 15)]}{60} + \frac{[(1 \cdot 4) \cdot 300 \cdot (30)]}{60} = 1476,67kVAh$$

Energia Total Interrompida:

$$W_{n\Sigma} = 2923,17kVAh$$

O ramo que apresentou o melhor desempenho foi entre os nós 1 e 2, desta forma este seria o melhor local para a instalação de um

dispositivo de manobra. A instalação deste dispositivo resultaria numa melhoria de 13,39% considerando o valor esperado de energia não fornecida em relação ao sistema original.

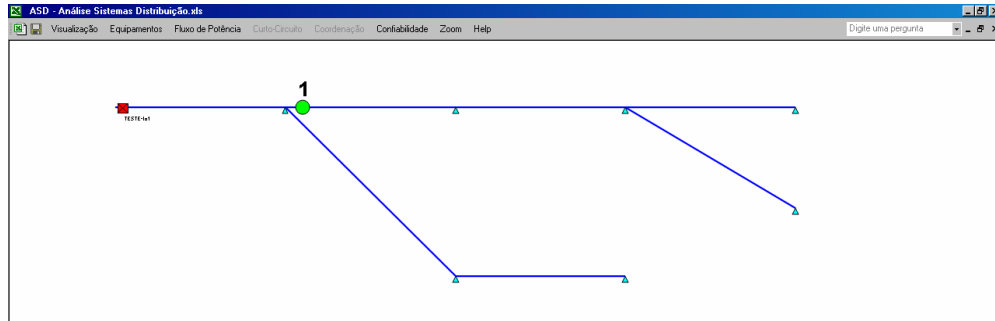


FIGURA 7.10: Demonstrativo do 1º Dispositivo

A seguir é apresentada uma demonstração do algoritmo para a inserção de mais um dispositivo de manobra, considerando a existência do primeiro dispositivo já alocado.

QUADRO 7.28: Teste no ramo 6-7

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	km Acumulado	Zona de Comutação [km]	S [kVA]	$W_n$ [kVAh]
0	1	Dj	1	1	-	7	2	526	964,33
1	2	FC	1	2	1	4	4	300	1476,67
2	3	L	1	3	2	3	-	225	-
3	4	L	1	4	3	1	-	75	-
3	5	L	1	5	3	1	-	75	-
1	6	L	1	6	1	2	-	150	-
6	7	FC	1	7	6	1	1	75	256,67
$W_n$ [kVAh]									2697,67

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor

$$W_n = [(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]$$
$$W_{n(0-1)} = \frac{[(1 \cdot 2) \cdot 526 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 964,33kVAh$$

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos nos trechos dos dispositivos de manobra

$$W_n = \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EM}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc})]}{60} + \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EM}) \cdot S_{EM} \cdot (\tau_{man})]}{60}$$

$$W_{n(1-2)} = \frac{[(1 \cdot 4) \cdot 526 \cdot (10 + 15)]}{60} + \frac{[(1 \cdot 4) \cdot 300 \cdot (30)]}{60} = 1476,67kVAh$$

$$W_{n(6-7)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 526 \cdot (10 + 15)]}{60} + \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 75 \cdot (30)]}{60} = 256,67kVAh$$

Energia Total Interrompida:

$$W_{n\Sigma} = 2697,67kVAh$$

QUADRO 7.29: Teste no ramo 1-6

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	km Acumulado	Zona de Comutação [km]	S [kVA]	$W_n$ [kVAh]
0	1	Dj	1	1	-	7	1	526	482,17
1	2	FC	1	2	1	4	4	300	1476,67
2	3	L	1	3	2	3	-	225	-
3	4	L	1	4	3	1	-	75	-
3	5	L	1	5	3	1	-	75	-
1	6	FC	1	6	1	2	2	150	588,33
6	7	L	1	7	6	1	-	75	-
$W_n$ [kVAh]									2574,17

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor

$$W_n = [(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]$$

$$W_{n(0-1)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 526 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 482,17 \text{ kVAh}$$

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos nos trechos dos dispositivos de manobra

$$W_n = \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EM}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc})]}{60} + \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EM}) \cdot S_{EM} \cdot (\tau_{man})]}{60}$$

$$W_{n(1-2)} = \frac{[(1 \cdot 4) \cdot 526 \cdot (10 + 15)]}{60} + \frac{[(1 \cdot 4) \cdot 300 \cdot (30)]}{60} = 1476,67 \text{ kVAh}$$

$$W_{n(1-6)} = \frac{[(1 \cdot 2) \cdot 526 \cdot (10 + 15)]}{60} + \frac{[(1 \cdot 2) \cdot 150 \cdot (30)]}{60} = 588,33kVAh$$

Energia Total Interrompida:

$$W_{n\Sigma} = 2547,17kVAh$$

QUADRO 7.30: Teste no ramo 3-5

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	km Acumulado	Zona de Comutação [km]	S [kVA]	$W_n$ [kVAh]
0	1	Dj	1	1	-	7	3	526	1446,5
1	2	FC	1	2	1	4	3	300	1107,5
2	3	L	1	3	2	3	-	225	-
3	4	L	1	4	3	1	-	75	-
3	5	FC	1	5	3	1	1	75	256,67
1	6	L	1	6	1	2	-	150	-
6	7	L	1	7	6	1	-	75	-
$W_n$ [kVAh]									2810,67

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor

$$W_n = [(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]$$

$$W_{n(0-1)} = \frac{[(1 \cdot 3) \cdot 526 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 1446,5kVAh$$

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos nos trechos dos dispositivos de manobra



$$W_n = \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EM}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc})]}{60} + \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EM}) \cdot S_{EM} \cdot (\tau_{man})]}{60}$$

$$W_{n(1-2)} = \frac{[(1 \cdot 3) \cdot 526 \cdot (10 + 15)]}{60} + \frac{[(1 \cdot 3) \cdot 300 \cdot (30)]}{60} = 1107,5kVAh$$

$$W_{n(3-5)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 526 \cdot (10 + 15)]}{60} + \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 75 \cdot (30)]}{60} = 256,67kVAh$$

Energia Total Interrompida:

$$W_{n\Sigma} = 2810,67kVAh$$

QUADRO 7.31: Teste no ramo 3-4

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	km Acumulado	Zona de Comutação [km]	S [kVA]	$W_n$ [kVAh]
0	1	Dj	1	1	-	7	3	526	1446,5
1	2	FC	1	2	1	4	3	300	1107,5
2	3	L	1	3	2	3	-	225	-
3	4	FC	1	4	3	1	1	75	256,67
3	5	L	1	5	3	1	-	75	-
1	6	L	1	6	1	2	-	150	-
6	7	L	1	7	6	1	-	75	-
$W_n$ [kVAh]									2810,67

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor

$$W_n = [(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]$$

$$W_{n(0-1)} = \frac{[(1 \cdot 3) \cdot 526 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 1446,5kVAh$$

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos nos trechos dos dispositivos de manobra

$$W_n = \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EM}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc})]}{60} + \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EM}) \cdot S_{EM} \cdot (\tau_{man})]}{60}$$

$$W_{n(1-2)} = \frac{[(1 \cdot 3) \cdot 526 \cdot (10 + 15)]}{60} + \frac{[(1 \cdot 3) \cdot 300 \cdot (30)]}{60} = 1107,5kVAh$$

$$W_{n(3-4)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 526 \cdot (10 + 15)]}{60} + \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 75 \cdot (30)]}{60} = 256,67kVAh$$

Energia Total Interrompida:

$$W_{n\Sigma} = 2810,67kVAh$$

QUADRO 7.32: Teste no ramo 2-3

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	km Acumulado	Zona de Comutação [km]	S [kVA]	$W_n$ [kVAh]
0	1	Dj	1	1	-	7	3	526	1446,5
1	2	FC	1	2	1	4	1	300	369,17
2	3	FC	1	3	2	3	3	225	995
3	4	L	1	4	3	1	-	75	-
3	5	L	1	5	3	1	-	75	-
1	6	L	1	6	1	2	-	150	-
6	7	L	1	7	6	1	-	75	-
$W_n$ [kVAh]									2810,67

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor

$$W_n = [(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]$$

$$W_{n(0-1)} = \frac{[(1 \cdot 3) \cdot 526 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 1446,5 \text{ kVAh}$$

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos nos trechos dos dispositivos de manobra

$$W_n = \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EM}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc})]}{60} + \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EM}) \cdot S_{EM} \cdot (\tau_{man})]}{60}$$

$$W_{n(1-2)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 526 \cdot (10 + 15)]}{60} + \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 300 \cdot (30)]}{60} = 369,17 \text{ kVAh}$$

$$W_{n(2-3)} = \frac{[(1 \cdot 3) \cdot 526 \cdot (10 + 15)]}{60} + \frac{[(1 \cdot 3) \cdot 225 \cdot (30)]}{60} = 995kVAh$$

Energia Total Interrompida:

$$W_{n\Sigma} = 2810,67kVAh$$

O ramo que apresentou o melhor desempenho foi entre os nós 1 e 6, desta forma este seria o melhor local para a instalação do segundo dispositivo de manobra. A instalação deste dispositivo considerando a existência do primeiro resultaria numa melhoria total de 23,73% considerando o valor esperado de energia não fornecida em relação ao sistema original.

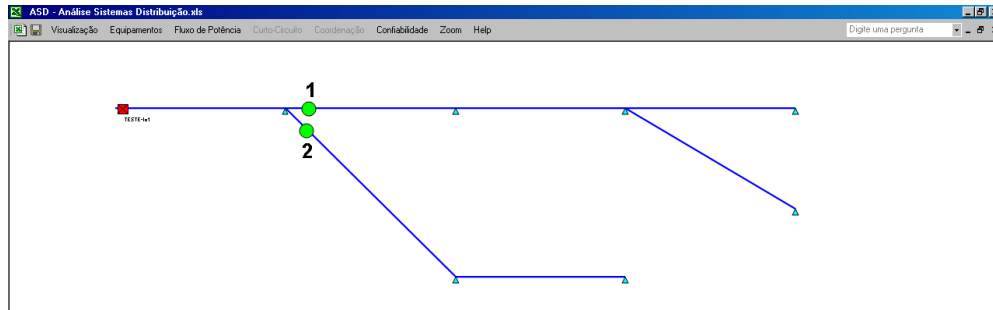


FIGURA 7.11: Demonstrativo do 2º Dispositivo

## **7.4 – Algoritmo para o Aumento da Confiabilidade com os Recursos Disponíveis**

Um dos principais objetivos desta dissertação é determinar a melhor forma de distribuição dos recursos financeiros e de materiais visando o aumento da confiabilidade dos sistemas de distribuição, na qual permitirá avaliar as melhores alternativas de investimento no universo do alimentador, segundo os critérios básicos de continuidade nas redes de distribuição de energia elétrica. Para isso não basta determinar o melhor local de instalação dos dispositivos de manobra ou de proteção e sim uma combinação de ambos, pois como foi visto no subitem 7.2, os dispositivos que apresentam um melhor desempenho são os de proteção. Porém, como visto no capítulo 6 não é em qualquer local que se pode instalar um dispositivo de proteção de baixo custo, tal como uma chave fusível, sendo necessário assim a instalação de um religador que apresenta um custo cerca de 40 vezes maior. Mas, o sistema não apresentaria um melhor desempenho, se ao invés de instalar um religador, se instalasse 40 dispositivos de manobra ? Para a solução deste impasse, o algoritmo inicial proposto foi adequado de forma a auxiliar a tomada de decisões, visando a redução de kVAh interrompido por real (R\$) investido. Desta forma, são testados em cada um dos pontos a possível a inserção de um religador, uma chave fusível e uma chave faca e que prevaleça a melhor opção. A análise da melhor opção é baseado no que chama-se de “fator de eficiência”  $K_{ef}$ , na qual:

$$K_{ef} < \frac{W_n - W_{\Sigma}}{R\$}$$

Onde:

$K_{ef}$ : É o indicador de eficiência do dispositivo testado;

$W_{no}$ : Estimativa do valor esperado de energia interrompida na condição original do sistema;

$W_{\Sigma}$ : Somatório do valor esperado de energia interrompida do dispositivo em teste;

$R\$$ : Custo do dispositivo em teste.

Para uma melhor compreensão, um breve resumo do capítulo 6, com os limites de fabricação e as restrições operacionais adotadas pela RGE para cada tipo de dispositivo:

- Chaves Fusíveis:

Corrente Nominal: 400 ampéres;

Limite Operacional: de 25 a 40 ampéres;

Custo Estipulado: R\$ 370,00 cada fase.

- Chaves Repetidoras:

Corrente Nominal: 400 ampéres;

Limite Operacional: de 15 a 25 ampéres;

Custo Estipulado: R\$ 480,00 cada fase.

- Religadores:

Corrente Nominal: 400 ampéres;

Limite Operacional: 200 ampéres para hidráulicos e 300 ampéres para SF<sub>6</sub> ou a vácuo;

Custo Estipulado: R\$ 46.000,00 trifásico.

- Chaves Facas:

Corrente Nominal: 400 ampéres;

Limite Operacional: 5 ampéres em 13,8kV e 3 ampéres em 23kV sem desligar a rede;

Custo Estipulado: R\$ 350,00 cada fase.

O algoritmo é demonstrado em um sistema constituído de sete ramos e sete transformadores com o carregamento definido de 150kW, com comprimento de cada ramo igual a 1km, tensão de operação de 13,8kV e taxa de falhas de 1 falha por km ano;

Parcelas de tempo de restabelecimento do fornecimento de energia:  $\tau_{desp} = 10\text{min}$ ;  $\tau_{desl} = 15\text{min}$ ;  $\tau_{serv} = 30\text{min}$ .

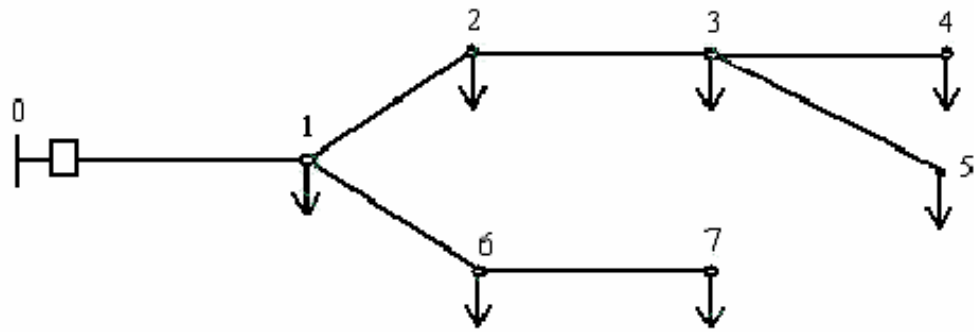


FIGURA 7.12: Diagrama Unifilar do Exemplo 3

O primeiro passo é a realização do fluxo de potência realizado através do Programa ASD [31].

QUADRO 7.33: Representação dos valores de fluxo de potência

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	P [kW]	Q [kVAr]	I [A]	V[kV]
0	1	Dj	1	1	-	1055,8	4,34	44,17	13,75
1	2	L	1	2	1	601,92	1,45	25,27	13,73
2	3	L	1	3	2	450,77	0,59	19,96	13,71
3	4	L	1	4	3	150,06	0,05	6,32	13,70
3	5	L	1	5	3	150,06	0,05	6,32	13,70
1	6	L	1	6	1	300,35	0,27	12,61	13,74
6	7	L	1	7	6	150,07	0,05	6,31	13,73

O segundo passo é a realização da estimação inicial esperada de energia interrompida do circuito original em análise.



QUADRO 7.34: Representação dos valores esperados de energia interrompida

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	Corrente [A]	Zona de Comutação [km]	S [kVA]	$W_\Sigma$ [kVAh]
0	1	Dj	1	1	-	44,17	7	1056	6776
1	2	L	1	2	1	25,27	-	602	-
2	3	L	1	3	2	19,96	-	451	-
3	4	L	1	4	3	6,32	-	150	-
3	5	L	1	5	3	6,32	-	150	-
1	6	L	1	6	1	12,61	-	300	-
6	7	L	1	7	6	6,31	-	150	-

$$W_n = [(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]$$

$$W_n = \frac{[(1.7) \cdot 1056 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 6776 \text{ kVAh}$$

Como o único dispositivo instalado neste sistema é o disjuntor do alimentador na subestação, somente existe uma parcela de estimativa esperada de energia interrompida De posse deste valor inicial, iniciam-se os testes de instalação com cada tipo de dispositivo em busca da solução ótima considerando o critério de maior energia interrompida por reais investidos, levando em conta as limitações operacionais utilizadas pela RGE e os custos seguintes aproximados de cada dispositivo.

FC – Chave Faca: Limite 400A; Custo R\$ 1050,00 trifásico;

FU – Chave Fusível: Limite 25A; Custo R\$ 1110,00 trifásico;

Para simplificação será demonstrado somente o teste de instalação do dispositivo no ramo 6-7, pois no restante dos ramos a análise é semelhante:

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor:

$$W_n = [(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})] \quad (1)$$

$$W_n = \frac{[(1 \cdot 6) \cdot 1056 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 5808kVAh$$

A segunda parcela depende do tipo do dispositivo em teste:

No caso de dispositivo de proteção (Chave Fusível):

$$W_n' = \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]}{60} \quad (2)$$

$$W_{n(6-7)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 150 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 137,5VAh$$

No caso de dispositivo de manobra (Chave Faca):

$$W_n'' = \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EM}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc})]}{60} + \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EM}) \cdot S_{EM} \cdot (\tau_{man})]}{60}$$

$$W_{n(6-7)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 1056 \cdot (10 + 15)]}{60} + \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 150 \cdot (30)]}{60} = 515kVAh$$

No quadro 7.35 é demonstrado a estimativa de energia interrompida para cada tipo de dispositivo em teste para o ramo 6-7:

QUADRO 7.35: Teste no ramo 6-7

Inicial	Final	S [kVA]	Zona de Comutação [km]	Corrente [A]	$W_n'$ [kVAh] FU	$W_n''$ [kVAh] FC
0	1	1056	6	44,17	5808	5808
1	2	602	-	25,27	-	-
2	3	451	-	19,96	-	-
3	4	150	-	6,32	-	-
3	5	150	-	6,32	-	-
1	6	300	-	12,61	-	-
6	7	150	1	6,31	137,5	515,0
$W_n$ [kVAh]					5945,5	6323,0

Em seguida é realizada a análise considerando a estimativa de energia total interrompida versus recursos financeiros para o ramo (6-7) “Fator  $K_{ef}$ ”:

$$\text{Fusível: } K_{ef} = \frac{W_{no} - W_n'}{R\$_1} = \frac{6776 - 5945,5}{1110,00} = 0,7481$$

$$\text{Chave Faca: } K_{ef} = \frac{W_{no} - W_n''}{R\$_2} = \frac{6776 - 6323,0}{1050,00} = 0,4314$$

O melhor desempenho apresentado para o ramo (6-7) é através da utilização de Chave Faca, pois apresenta a melhor relação custo benefício.

Realizando o mesmo teste para o primeiro dispositivo em todos os ramos do sistema em teste, considerando as restrições operacionais de cada dispositivo, obtemos o seguinte quadro resumo:

QUADRO 7.36: Quadro Resumo, “Fator  $K_{ef}$ ”

Inicial	Final	Zona de Comutação [km]	Corrente [A]	$K_{ef}$ FU	$K_{ef}$ FC
0	1	5	44,17	Não	0,0000
1	2	-	25,27	Não	0,8645
2	3	-	19,96	<b>1,4989</b>	0,8643
3	4	-	6,32	0,7479	0,4313
3	5	-	6,32	0,7479	0,4313
1	6	2	12,61	1,2477	0,7194
6	7	-	6,31	0,7481	0,4314

Na análise de desempenho para o primeiro dispositivo, o de melhor desempenho foi a chave fusível no ramal 2-3, pois apresentou um “Fator  $K_{ef}$ ” superior.

Realizando o teste para seis dispositivos, no mesmo sistema obtemos uma melhoria total de 59% a um custo de R\$ 6.420,00, sendo dois jogos trifásicos de chaves fusíveis e quatro jogos trifásicos de chaves faca (fig 7.12).

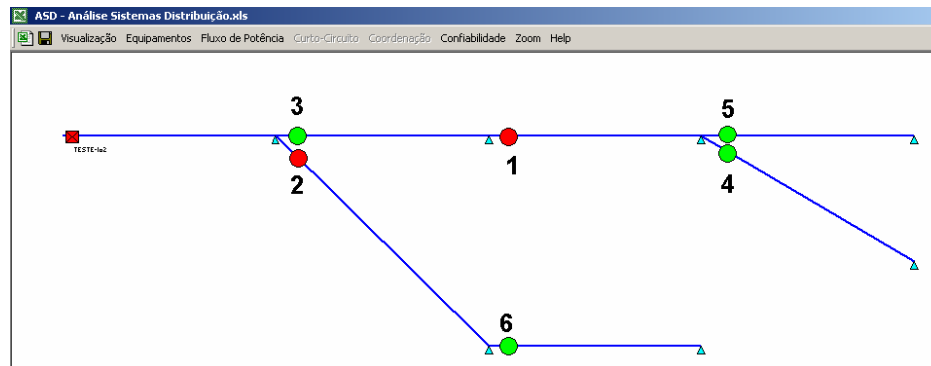


FIGURA 7.13: Resultado da Otimização

## 7.5 – Algoritmo Reverso de Chaveamento Ótimo

O algoritmo reverso funciona de forma semelhante aos algoritmos anteriores. A diferença está na forma dos testes de instalação dos dispositivos. Ao invés de adicionar dispositivo por dispositivo, o mesmo considera como se existissem dispositivos instalados em todos os nós da rede e gradualmente removendo dispositivo por dispositivo por ordem de menor “importância” do ponto de vista do aumento do valor esperado de energia interrompida. Este algoritmo se torna importante por dois motivos básicos. O primeiro devido ao fato que depois de definido o local de instalação de um dispositivo, este não é mais influenciado pelos outros dispositivos que são definidos em seguida e, em alguns casos, a importância destes dispositivos instalados inicialmente pode ser alterada. O segundo motivo está relacionado com a coordenação de proteção que depende de diversos fatores. Como pode ser observado no capítulo 6, no caso

de chaves fusíveis depende da corrente de curto-circuito e do número de dispositivos em série. Os ajustes das mesmas podem tornar-se muito elevados, ocasionando a descoordenação com os dispositivos de proteção do alimentador. Desta forma, existe uma limitação no número de dispositivos que podem ser instalados em série. Em sistemas reais normalmente já dispomos de dispositivos de proteção instalados. Desta forma através do algoritmo de lógica reversa, o engenheiro de proteção pode determinar a importância de cada dispositivo de proteção e decidir se é possível a instalação do novo dispositivo ou se é necessário deslocar ou até mesmo remover um dispositivo existente.

Como exemplo foi adotado o sistema constituído de sete ramos e sete transformadores com o carregamento definido de 75kVA, com comprimento de cada ramo igual a 1km, tensão de operação de 13,8kV e taxa de falhas de 1 falha por km ano (Fig 7.13);

Parcelas de tempo:  $\tau_{desp} = 10\text{min}$ ;  $\tau_{dest} = 15\text{min}$ ;  $\tau_{serv} = 30\text{min}$ .

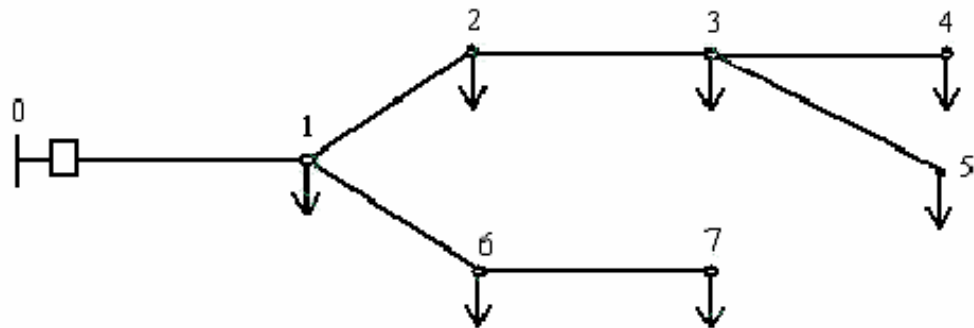


FIGURA 7.14: Diagrama Unifilar do Exemplo

O primeiro passo é a realização do fluxo de potência realizado através do Programa ASD, na qual é determinada a corrente, tensão, potências ativa e reativa em cada ramo do alimentador [31].

QUADRO 7.37: Representação dos valores de fluxo de potência

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	P [kW]	Q [kVAr]	I [A]	V[kV]
0	1	Dj	1	1	-	526	1.08	22,30	13,80
1	2	L	1	2	1	300	0.36	12,59	13,78
2	3	L	1	3	2	225	0.15	9,45	13,75
3	4	L	1	4	3	75	0.01	3,15	13,75
3	5	L	1	5	3	75	0.01	3,15	13,75
1	6	L	1	6	1	150	0.07	6,29	13,77
6	7	L	1	7	6	75	0.01	3,15	13,77

O segundo passo consiste na realização dos testes, considerando que existem dispositivos de proteção instalados em todos os ramos, nas quais são realizadas as tentativas de remoção um por um dos dispositivos visando o menor impacto na confiabilidade do sistema em análise.

QUADRO 7.38: Resultado de remoção dos dispositivos no ramo 6-7

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	km Acumulado	Zona de Proteção [km]	S [kVA]	$W_n$ [kVAh]
0	1	Dj	1	1	-	7	1	526	482,16

1	2	FU	1	2	1	4	1	300	275,00
2	3	FU	1	3	2	3	1	225	206,25
3	4	FU	1	4	3	1	1	75	68,75
3	5	FU	1	5	3	1	1	75	68,75
1	6	FU	1	6	1	2	2	150	275,00
6	7	L	1	7	6	1	-	75	-
								$W_n$ [kVAh]	1375,91

Teste reverso do ramo 6-7:

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor:

$$W_n = [(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]$$

$$W_n = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 526 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 482,16kVAh$$

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos nos trechos dos dispositivos de proteção

$$W_n = \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]}{60}$$

$$W_{n(1-6)} = \frac{[(1 \cdot 2) \cdot 150 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 275kVAh$$

$$W_{n(3-5)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 75 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 68,75kVAh$$

$$W_{n(3-4)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 75 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 68,75kVAh$$

$$W_{n(2-3)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 225 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 206,25kVAh$$



$$W_{n(1-2)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 300 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 275 \text{ kVAh}$$

QUADRO 7.39: Resultado de remoção dos dispositivos no ramo 1-6

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	km Acumulado	Zona de Proteção [km]	S [kVA]	$W_n$ [kVAh]
0	1	Dj	1	1	-	7	2	526	964,33
1	2	FU	1	2	1	4	1	300	275,00
2	3	FU	1	3	2	3	1	225	206,25
3	4	FU	1	4	3	1	1	75	68,75
3	5	FU	1	5	3	1	1	75	68,75
1	6	L	1	6	1	2	-	150	-
6	7	FU	1	7	6	1	1	75	68,75
$W_n$ [kVAh]									1651,83

Teste do ramo 1-6:

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor:

$$W_n = [(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]$$

$$W_n = \frac{[(1 \cdot 2) \cdot 526 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 964,33 \text{ kVAh}$$

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos nos trechos dos dispositivos de proteção

$$W_n = \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EP})S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]}{60}$$

$$W_{n(6-7)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 75 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 68,75kVAh$$

$$W_{n(3-5)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 75 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 68,75kVAh$$

$$W_{n(3-4)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 75 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 68,75kVAh$$

$$W_{n(2-3)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 225 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 206,25kVAh$$

$$W_{n(1-2)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 300 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 275kVAh$$

QUADRO 7.40: Resultado de remoção dos dispositivos no ramo 3-5

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	km Acumulado	Zona de Proteção [km]	S [kVA]	$W_n$ [kVA/h]
0	1	Dj	1	1	-	7	1	526	482,16
1	2	FU	1	2	1	4	1	300	275,00
2	3	FU	1	3	2	3	2	225	412,50
3	4	FU	1	4	3	1	1	75	68,75
3	5	L	1	5	3	1	-	75	-
1	6	FU	1	6	1	2	1	150	137,50
6	7	FU	1	7	6	1	1	75	68,75
$W_n$ [kVAh]									1444,66

Teste do ramo 3-5:

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor:

$$W_n = [(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]$$

$$W_n = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 526 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 482,16kVAh$$

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos nos trechos dos dispositivos de proteção

$$W_n = \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]}{60}$$

$$W_{n(6-7)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 75 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 68,75kVAh$$

$$W_{n(1-6)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 150 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 137,50kVAh$$

$$W_{n(3-4)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 75 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 68,75kVAh$$

$$W_{n(2-3)} = \frac{[(1 \cdot 2) \cdot 225 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 412,50kVAh$$

$$W_{n(1-2)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 300 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 275kVAh$$

QUADRO 7.40: Resultado de remoção dos dispositivos no ramo 3-4

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	km Acumulado	Zona de Proteção [km]	S [kVA]	$W_n$ [kVAh]
0	1	Dj	1	1	-	7	1	526	482,16
1	2	FU	1	2	1	4	1	300	275,00
2	3	FU	1	3	2	3	2	225	412,50

3	4	L	1	4	3	1	-	75	-
3	5	FU	1	5	3	1	1	75	68,75
1	6	FU	1	6	1	2	1	150	137,50
6	7	FU	1	7	6	1	1	75	68,75
W <sub>n</sub> [kVAh]									1444,66

Teste do ramo 3-4:

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor:

$$W_n = [(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]$$

$$W_n = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 526 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 482,16kVAh$$

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos nos trechos dos dispositivos de proteção

$$W_n = \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]}{60}$$

$$W_{n(6-7)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 75 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 68,75kVAh$$

$$W_{n(1-6)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 150 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 137,50kVAh$$

$$W_{n(3-5)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 75 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 68,75kVAh$$

$$W_{n(2-3)} = \frac{[(1 \cdot 2) \cdot 225 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 412,50kVAh$$

$$W_{n(1-2)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 300 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 275 \text{ kVAh}$$

QUADRO 7.41: Resultado de remoção dos dispositivos no ramo 2-3

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	km Acumulado	Zona de Proteção [km]	S [kVA]	$W_n$ [kVAh]
0	1	Dj	1	1	-	7	1	526	482,16
1	2	FU	1	2	1	4	2	300	550,00
2	3	L	1	3	2	3	-	225	-
3	4	FU	1	4	3	1	1	75	68,75
3	5	FU	1	5	3	1	1	75	68,75
1	6	FU	1	6	1	2	1	150	137,50
6	7	FU	1	7	6	1	1	75	68,75
$W_n$ [kVAh]									1375,90

Teste do ramo 2-3:

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor:

$$W_n = [(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]$$

$$W_n = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 526 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 482,16 \text{ kVAh}$$

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos nos trechos dos dispositivos de proteção

$$W_n = \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]}{60}$$

$$W_{n(6-7)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 75 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 68,75 \text{ kVAh}$$

$$W_{n(1-6)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 150 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 137,50 \text{ kVAh}$$

$$W_{n(3-5)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 75 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 68,75 \text{ kVAh}$$

$$W_{n(3-4)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 75 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 68,75 \text{ kVAh}$$

$$W_{n(1-2)} = \frac{[(1 \cdot 2) \cdot 300 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 550,00 \text{ kVAh}$$

QUADRO 7.42: Resultado de remoção dos dispositivos no ramo 1-2

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\alpha_r$	$\beta_r$	km Acumulado	Zona de Proteção [km]	S [kVA]	$W_n$ [kVAh]
0	1	Dj	1	1	-	7	2	526	964,33
1	2	L	1	2	1	4	-	300	-
2	3	FU	1	3	2	3	1	225	206,25
3	4	FU	1	4	3	1	1	75	68,75
3	5	FU	1	5	3	1	1	75	68,75
1	6	FU	1	6	1	2	1	150	137,50
6	7	FU	1	7	6	1	1	75	68,75
								$W_n$ [kVAh]	1514,33

Teste do ramo 1-2:

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor:

$$W_n = [(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]$$

$$W_n = \frac{[(1 \cdot 2) \cdot 526 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 964,33kVAh$$

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos nos trechos dos dispositivos de proteção

$$W_n = \frac{[(\omega_o \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]}{60}$$

$$W_{n(6-7)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 75 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 68,75kVAh$$

$$W_{n(1-6)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 150 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 137,50kVAh$$

$$W_{n(3-5)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 75 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 68,75kVAh$$

$$W_{n(3-4)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 75 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 68,75kVAh$$

$$W_{n(2-3)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 225 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 206,25kVAh$$

QUADRO 7.43: Quadro Resumo da Primeira Interação

Nó Inicial	Nó Final	S [kVA]	W <sub>n</sub> [kVAh]
0	1	526	-
1	2	300	1514,33
2	3	225	1375,90
3	4	75	1444,66

3	5	75	1444,66
1	6	150	1651,83
6	7	75	1375,91

Se realizarmos as demais interações obtemos o resultado da figura 7.14, a qual demonstra que a remoção do dispositivo no ramo 1-6 apresentaria a pior opção, pois apresentaria uma maior estimativa de energia interrompida. Em contrapartida a melhor opção de remoção seria a do ramo 2-3.

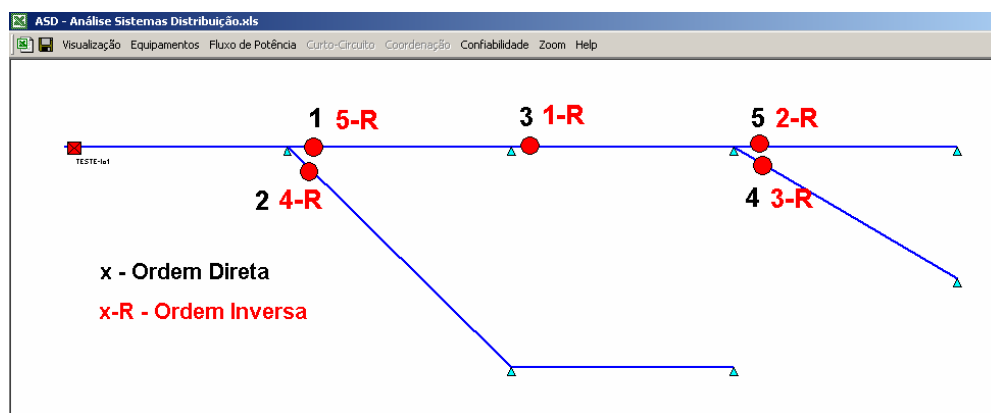


FIGURA 7.15: Comparativo de Otimização

Pela figura 7.15, observa-se em preto a seqüência de inserção de dispositivos por ordem direta de “importância” e em vermelho a retirada por ordem inversa de importância, ou seja, a primeira chave inserida, seria a última removida, a segunda inserida seria a penúltima a ser retirada, mas a terceira chave inserida seria a primeira a ser removida, considerando a existência das 5 chaves. Isso comprova que a importância das chaves pode ser modificada com a inserção de outras chaves.



Entretanto, através deste exemplo simplificado pode-se mostrar que as soluções obtidas através dos algoritmos direto e inverso são quase idênticas. Estes resultados podem servir como prova de adequação de otimização discreta visando o problema de chaveamento ótimo.

## **RESULTADOS EXPERIMENTAIS E DISCUSSÃO**

---

Os algoritmos propostos foram incorporados ao software ASD [31], o qual já apresenta as aplicações de topologia de rede, fluxo de potência, com as grandezas de tensão, corrente, potências ativa e reativa e perdas técnicas de potência e energia do sistema.

Para uma avaliação real do desempenho desta aplicação do software ASD, foram realizados estudos de casos na área de concessão da RGE. Como a mesma não dispõe de nenhum outro software para a realização de comparações dos métodos empregados para a otimização de desempenho, serão realizadas comparações de aplicações já existentes, definidas por especialistas com anos de prática na aplicação de dispositivos de proteção e manobra.

Para o algoritmo de religadores, foi adotado como modelo de comparação o alimentador 108 da subestação de Taquara, pois o mesmo apresenta atualmente instalados quatro religadores, sendo que, dois estão em série. Foram desconsiderados todos os dispositivos de

proteção e manobra atualmente instalados durante os testes de confiabilidade.



FIGURA 8.1: Tela inicial do fluxo de potência do ASD

O ASD disponibiliza duas variáveis de otimização, através da estimativa do número de clientes-hora-ano interrompidos ou através da estimativa de energia-hora-ano interrompida.

A figura 8.2 demonstra a otimização visando a redução da estimativa do valor esperado de energia interrompida por ano.

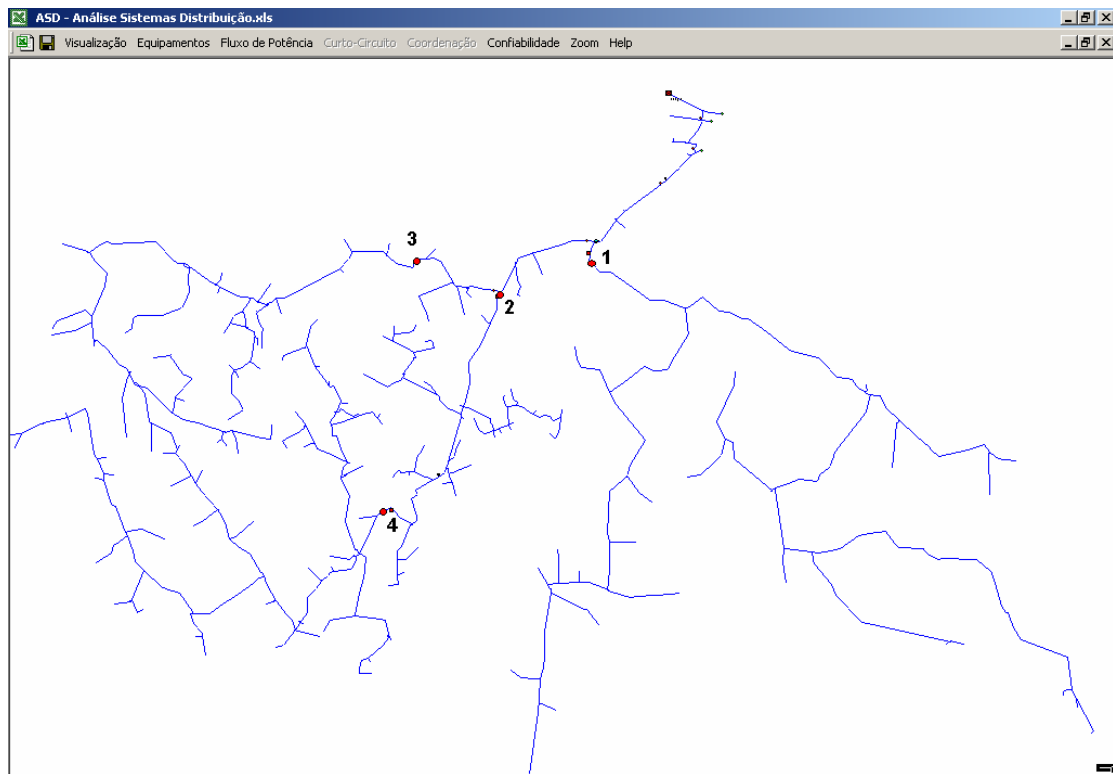


FIGURA 8.2: Estimativa de energia interrompida por ano

Da mesma forma a figura 8.3 demonstra a otimização visando a redução da estimativa do número de clientes-hora interrompidos por ano.

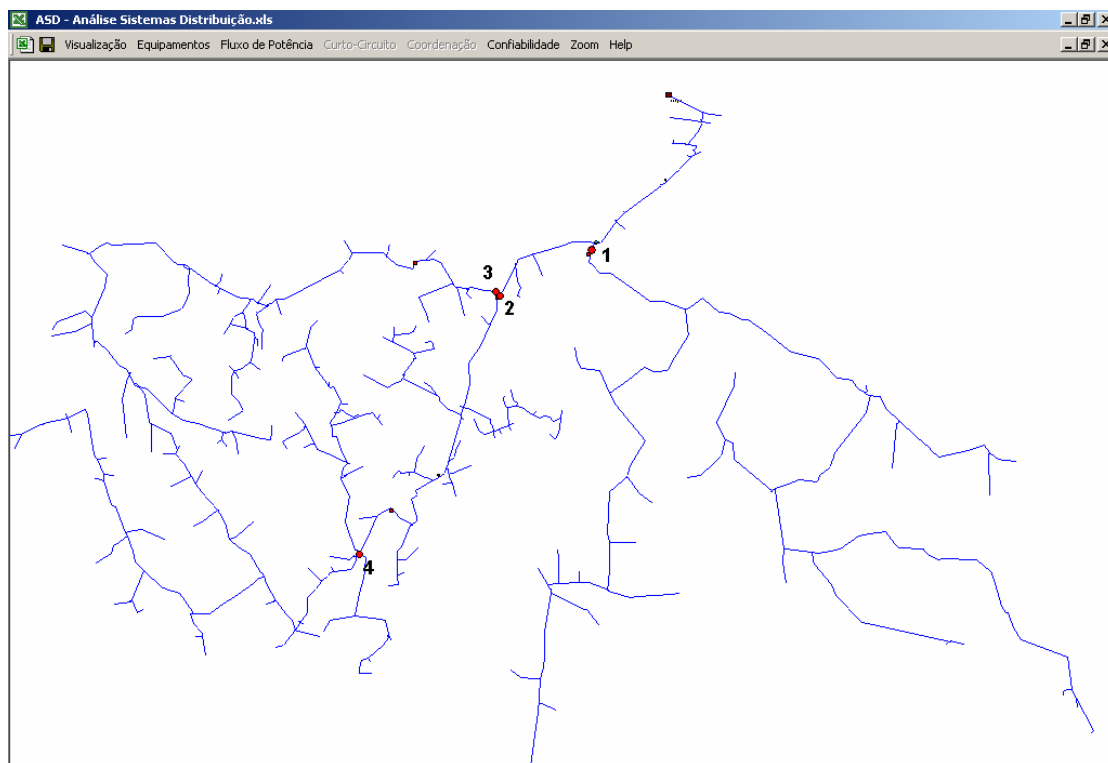


FIGURA 8.3: Estimativa do número de clientes hora interrompidos por ano

Já a figura 8.4 demonstra a localização real dos dispositivos de proteção do sistema em análise. Comparativamente os resultados em princípio são muito semelhantes aos simulados, reafirmando o local de instalação e a importância dos religadores atualmente instalados.

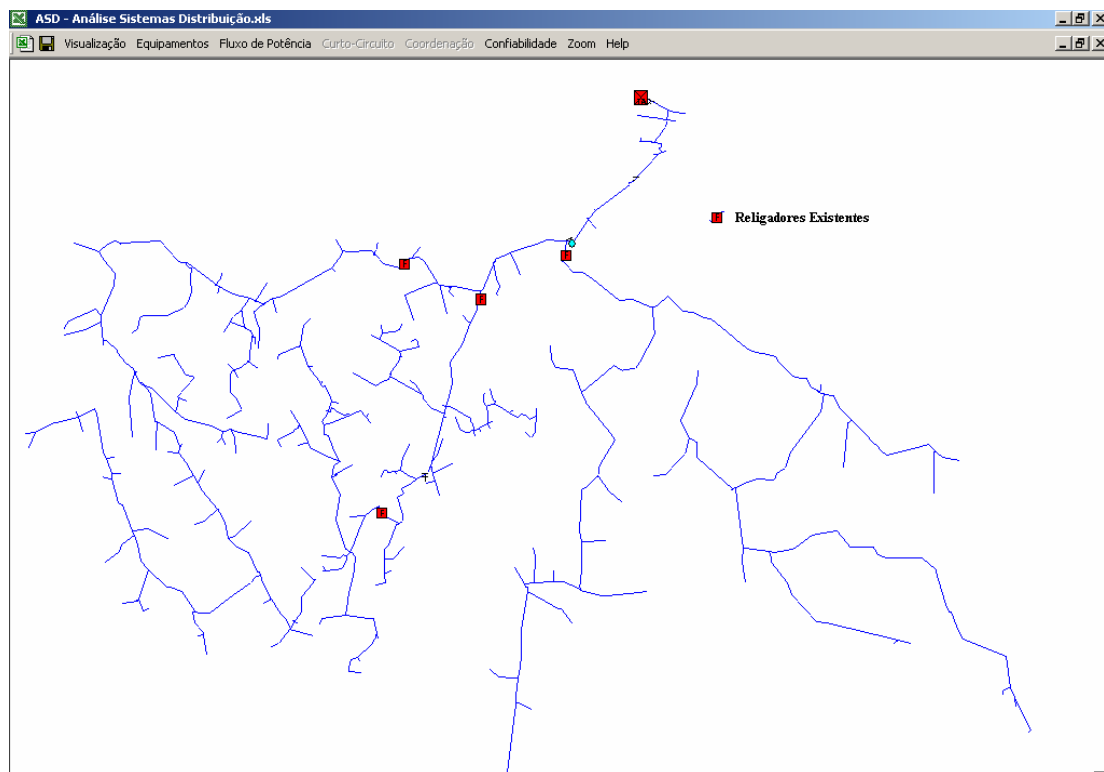


FIGURA 8.4: Configuração Real do Sistema em Análise

Uma segunda forma de validação dos algoritmos propostos é a comparação do desempenho da estrutura original de comutação do sistema e de um sistema de comutação determinado pelo ASD. Para isso, foi escolhido o alimentador RGE BGO1-103.

O alimentador BGO1-103 apresenta instalados quatro dispositivos de proteção do tipo chave fusível e quatorze dispositivos de manobra do tipo chave faca, sendo que sete deles apresentam somente a função de interligação com outros alimentadores. Por enquanto esta utilidade não está incluída no software desenvolvido.

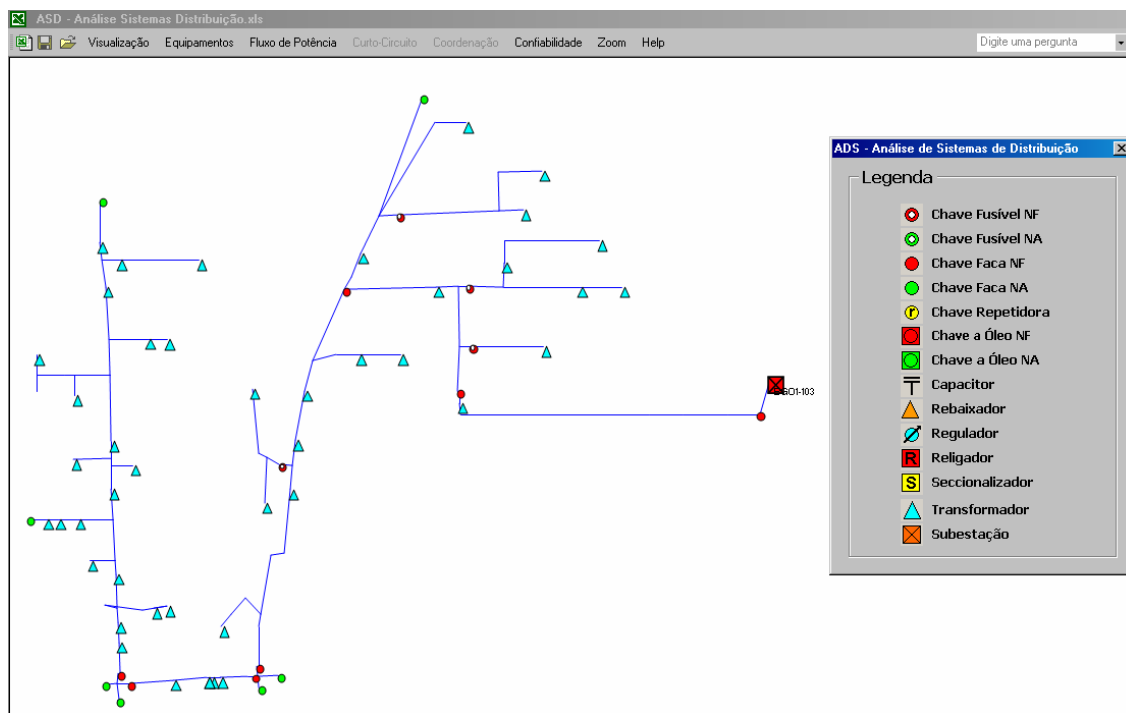


FIGURA 8.5: Configuração Real do Sistema em Análise

Com a configuração original dos dispositivos este alimentador apresenta uma estimativa de energia interrompida de aproximadamente 12.886kVAh.

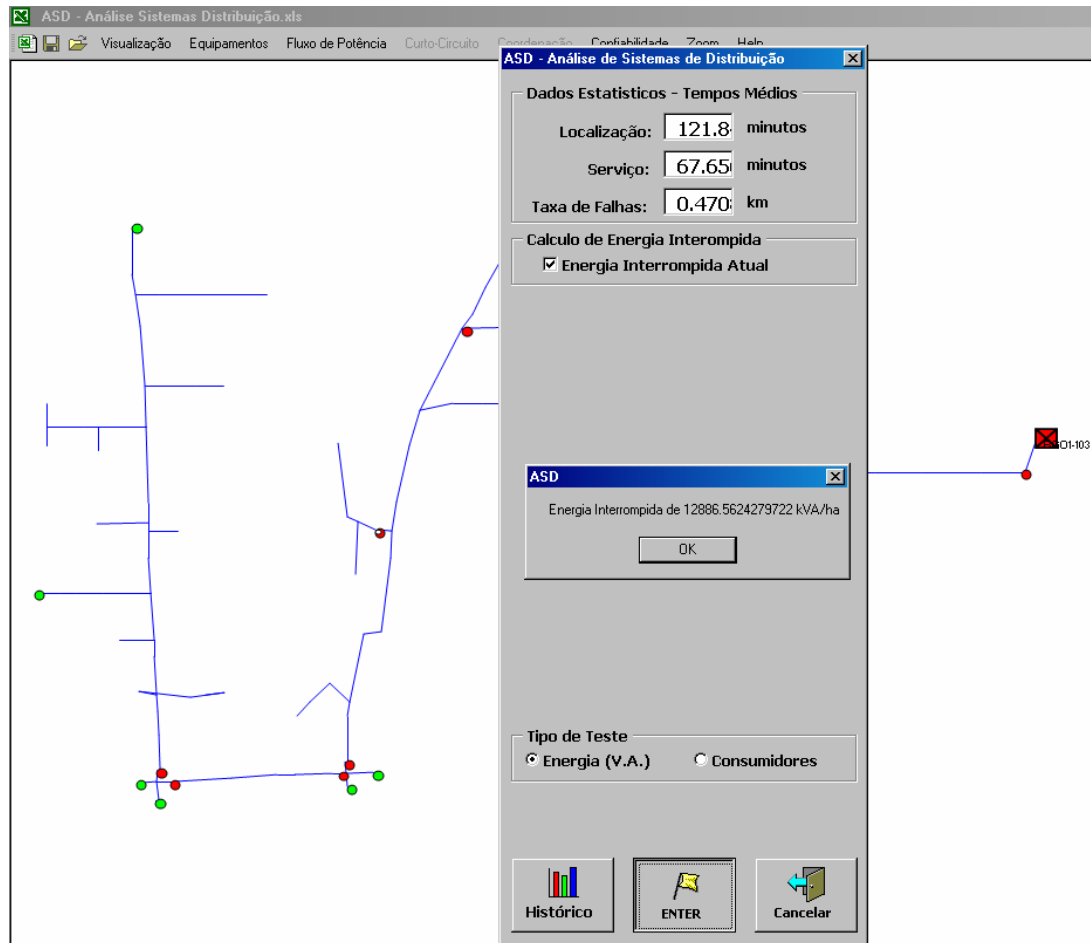


FIGURA 8.6: Estimativa Inicial de Energia Interrompida

Se desconsiderarmos a existência de todos os dispositivos instalados e, através dos algoritmos propostos, determinarmos a melhor aplicação de novos dispositivos, poderemos comparar a eficiência das estruturas originais e o determinado pelos algoritmos. Desta forma através do software ASD foi determinada a instalação de 11 novos dispositivos (manobra e/ou proteção), os quais representaram uma estimativa de 8.311kVAh interrompidos, ou seja uma melhoria de aproximadamente 35,5%.



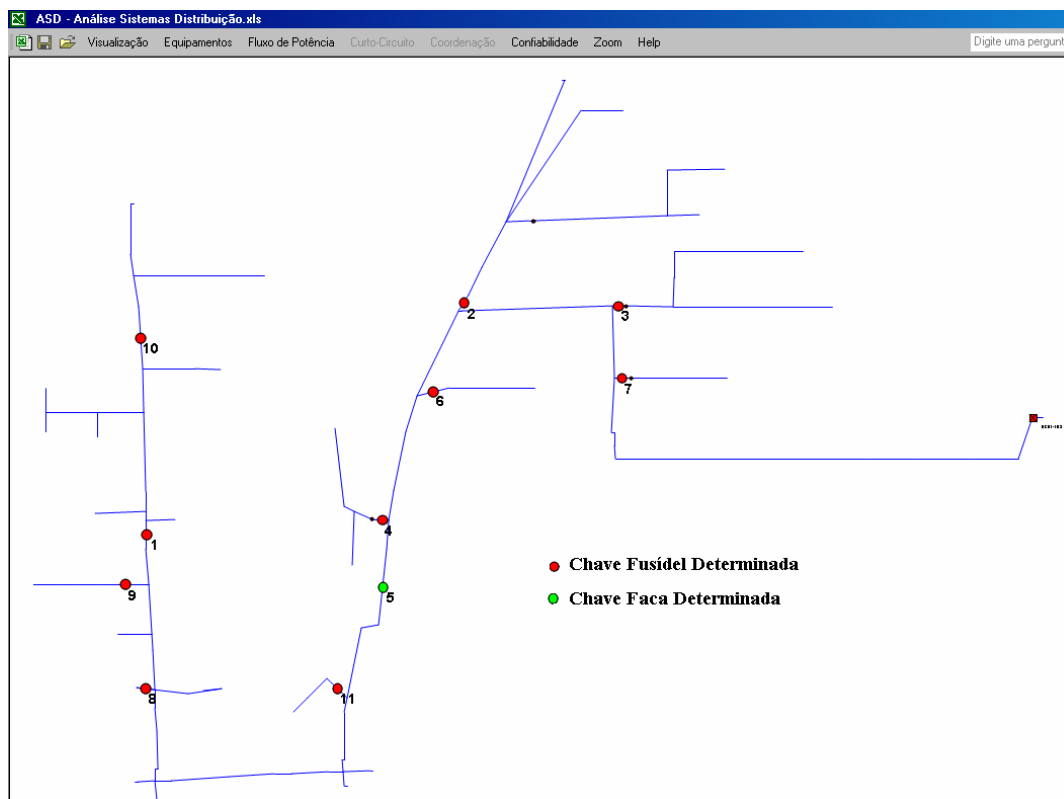


FIGURA 8.7: Configuração Proposta pela ASD

Esta simulação foi realizada em outros alimentadores RGE escolhidos aleatoriamente divididos por Departamento Operacional, na qual se obteve o quadro resumo 8.1.

QUADRO 8.1: Quadro Resumo para o Teste de Comparação

AL	Dispositivos Significantes	Estimativa Inicial [kVA/ha]	Dispositivos Determinados	Estimativa ASD [kVA/ha]	Melhoria [%]
CAC1-201	18	167.928	13*	146.560	12,72
BGO1-103	11	12.886	11	8.311	35,5
CAL1-203	16	21.147	16	14.690	30,5

CRU-202	30	88.977	27*	49.432	44,44
GVA-101	19	13.682	11*	12.674	7,36

\* Número de dispositivos determinados inferiores ao especificado, devido ao rendimento entre a inserção dos dispositivos menor que 1%.

Outra funcionalidade do algoritmo desenvolvido, é que o mesmo pode funcionar desconsiderando ou considerando os dispositivos existentes no sistema em estudo. Por exemplo, o algoritmo foi executado no alimentador BGO1-103, inserindo os dispositivos conforme a conveniência, até que o rendimento entre a inserção dos dispositivos fosse menor que 1%. Desta forma, obteve-se a inserção de 12 novos dispositivos a um custo total de R\$ 12.600,00 e representando uma redução de 36% da estimativa de energia interrompida.

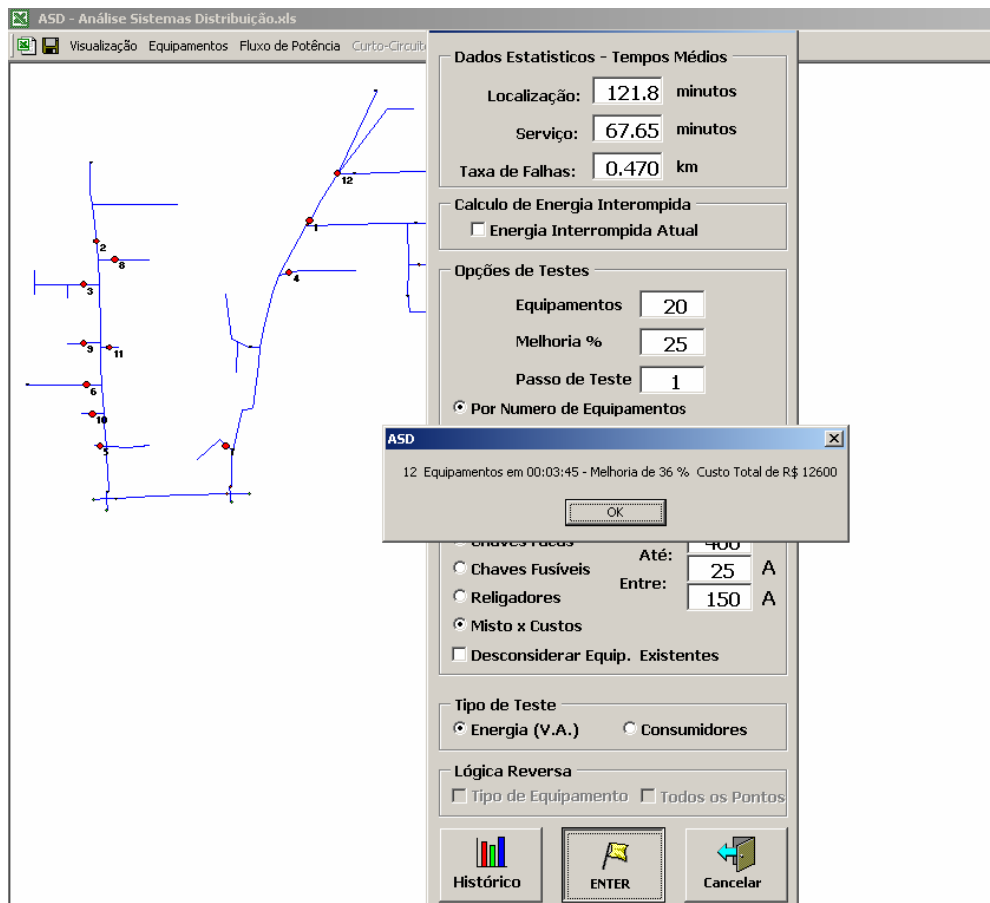


FIGURA 8.8: Tela demonstrativa do ASD

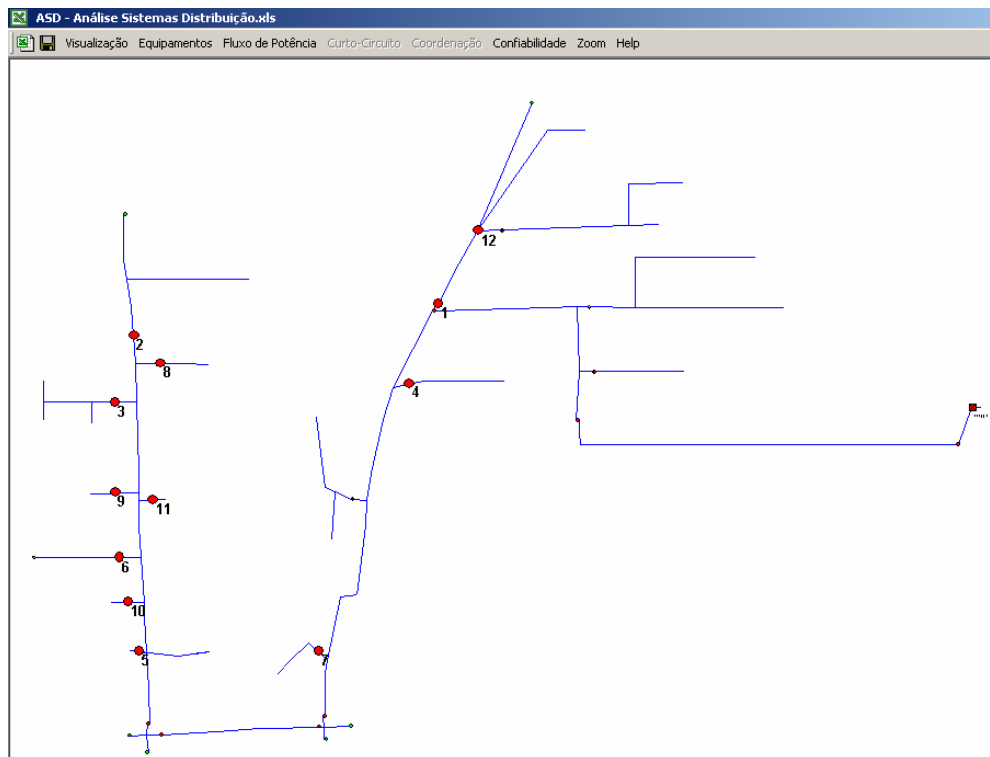


FIGURA 8.9: Configuração Proposta pela ASD

Uma funcionalidade de auxílio do ASD é o gráfico de desempenho de cada dispositivo determinado.

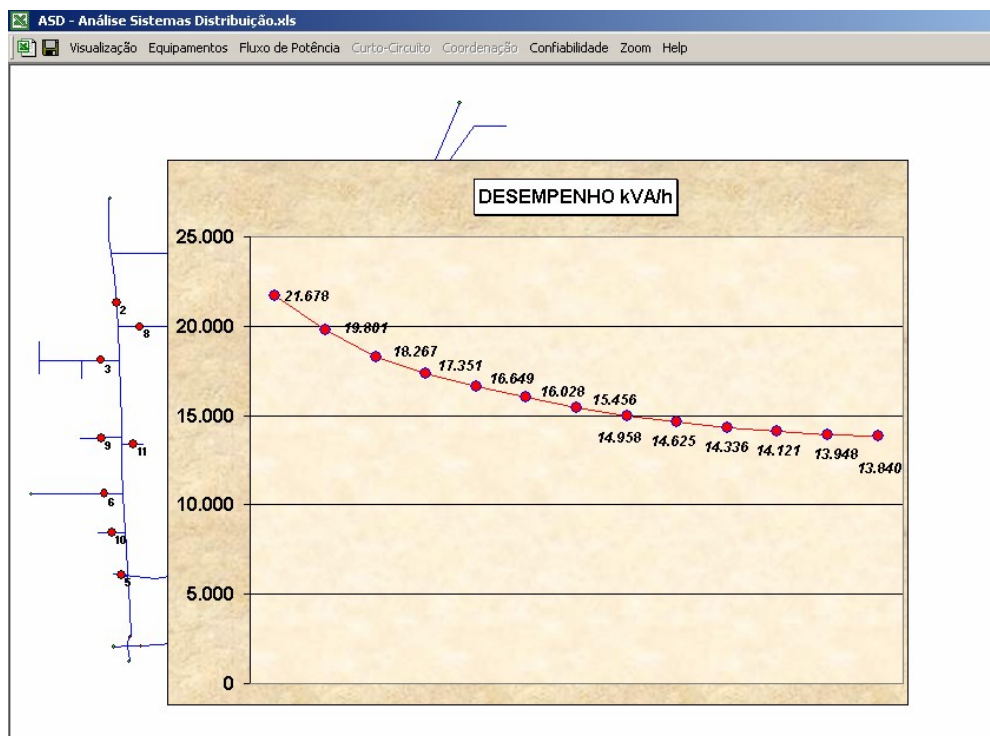


FIGURA 8.10: Gráfico de Desempenho

A terceira forma de validação proposta, é através do algoritmo desenvolvido de lógica reversa, na qual é comparado a ordem de inserção dos dispositivos com a ordem de remoção, conforme a prioridade do dispositivo.

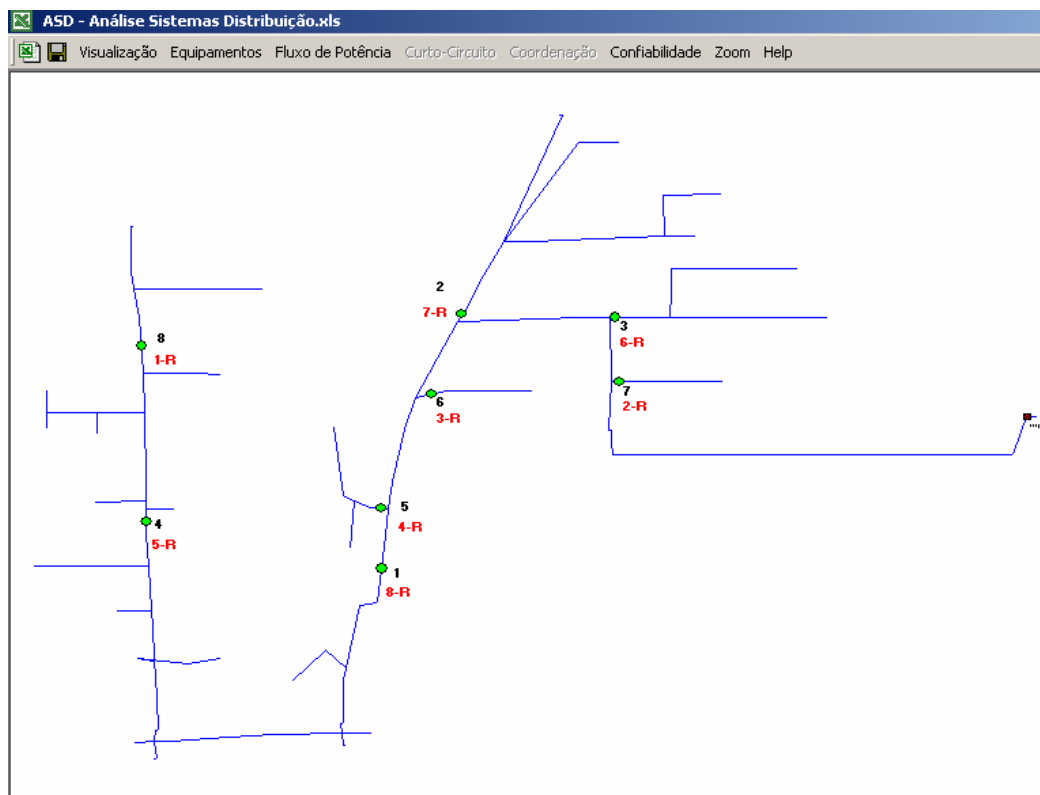


FIGURA 8.11: Comparação entre Algoritmos

Para facilitar a interação entre usuário software, o ASD apresenta uma janela de configurações de opcionais para uma melhor interação usuário-software, facilitando a seleção dos algoritmos a serem utilizados e suas opções de interações, conforme figura 8.11.

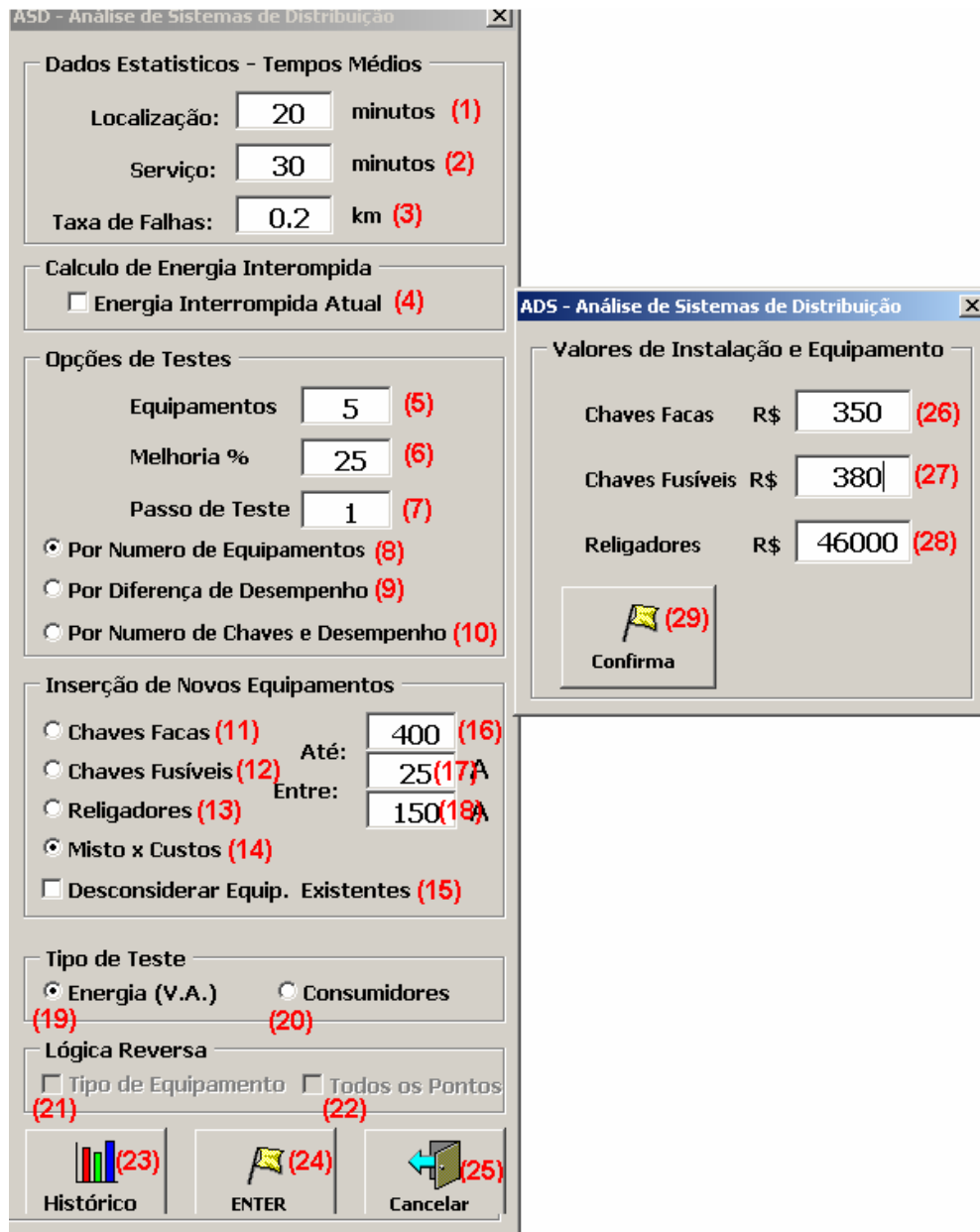


FIGURA 8.12: Janela de Opcionais do ASD

Esta janela possui os seguintes campos:

- (1) Tempo médio de despacho e deslocamento em minutos;
- (2) Tempo médio de manutenção em minutos;

- (3) Taxa de falhas por quilômetro ano;
- (4) Energia Interrompida Atual - Quando esta opção é habilitada as opções de testes de otimização são inibidas e é fornecido como retorno a estimativa de energia interrompida-hora-ano para o sistema original;
- (5) Número de dispositivos a serem testados;
- (6) Porcentagem de melhoria esperada;
- (7) Passo de Teste – O passo de teste serve para reduzir o tempo de processamento, ou seja, a cada quantos ramos será realizado o teste de inserção de dispositivo;
- (8) Por Número de Equipamentos – Esta opção irá realizar os testes até atingir o número de dispositivos solicitados;
- (9) Por Diferença de Desempenho – Esta opção irá realizar os testes até atingir o valor percentual esperado;
- (10) Por Número de Chaves e Desempenho – Esta opção irá realizar os testes até atingir o número de dispositivos solicitados ou o valor percentual esperado, o que ocorrer primeiro;
- (11) Teste para chaves facas – Testa a inserção de dispositivos de manobra;
- (12) Teste para chaves fusíveis – Testa a inserção de dispositivos de proteção;
- (13) Teste para religadores – Testa a inserção de religadores;
- (14) Misto x Custos – Testa a inserção dos diversos tipos de dispositivos de acordo com o desempenho de custo-benefício;



- (15) Desconsiderar Equip. Existentes – Quando selecionado desconsidera todos os dispositivos de proteção e manobra existentes do sistema durante os testes de otimização;
- (16) Limites de corrente de carga dos dispositivos de manobra a considerar;
- (17) Limites de corrente de carga dos dispositivos de proteção a considerar;
- (18) Limites de corrente de carga dos religadores a considerar;
- (19) Aplicação dos algoritmos considerando a estimativa de energia hora ano interrompida;
- (20) Aplicação dos algoritmos considerando a estimativa de consumidores-hora-ano interrompidos;
- (21) Aplicação do algoritmo de lógica reversa em todos os dispositivos do mesmo tipo do selecionado;
- (22) Aplicação do algoritmo reverso em todos os ramos do sistema independente da existência ou não de dispositivos;
- (23) Preenche automaticamente os campos 1, 2 e 3 de acordo com o histórico do sistema;
- (24) Executa o algoritmo de otimização;
- (25) Cancela a operação;
- (26) Custo estimado dos dispositivos de manobra testados;
- (27) Custo estimado dos dispositivos de proteção testados;
- (28) Custo estimado dos religadores testados;
- (29) Confirma a operação.

## CONCLUSÕES

---

O objetivo principal do trabalho consistiu em desenvolver metodologias e algoritmos para otimização da instalação dos dispositivos de manobra e proteção em sistemas de distribuição, que resultassem em uma ferramenta útil, confiável e de fácil aplicação para as concessionárias de energia elétrica.

O software, ASD, foi desenvolvido para atender as necessidades atuais das concessionárias, auxiliando-as nas análises e diagnósticos das redes de distribuição, não só no âmbito operacional, mas também auxiliando no planejamento do sistema, incluindo distribuição de investimentos.

O software permite verificar graficamente a topologia elétrica e as variáveis de estado para todos os pontos do sistema: potências ativa e reativa, corrente, tensão, fator de potência, carregamento dos condutores e dos transformadores de distribuição, perdas de potência, correntes de curto-circuito, distribuição ótima de recursos em dispositivos de proteção e manobra e a confiabilidade do sistema em estudo.

Em comparação aos softwares convencionais, destacam-se as seguintes vantagens:

- Modelagem mais eficiente da topologia, dos dispositivos de proteção e manobra, e na avaliação mais adequada das características operacionais do sistema de distribuição utilizando os dados disponíveis na concessionária;
- Estruturação dos dados sobre falhas;
- Avaliação do nível de confiabilidade em função da composição e localização dos dispositivos de proteção e comutação para alimentadores inteiros, ou individualmente, para cada nó de rede;
- Possibilidade de utilização de vários indicadores integrais de confiabilidade;
- Localização ótima de dispositivos para o aumento de confiabilidade em várias formulações do problema;
- Possibilidade de consideração em um conjunto de series de dispositivos de proteção e manobra com objetivo de minimização de recursos, incluindo investimentos;
- Sistema de filtragem de dados estatísticos sobre falhas no sistema de distribuição e sua estruturação para a aplicação em problemas de avaliação e otimização de confiabilidade.

A versão inicial deste software está em funcionamento na RGE, sendo utilizado por diversas áreas, dando apoio científico e agilidade aos trabalhos. Segundo publicado no jornal interno da empresa, sua

implementação, que teve custo zero, representou uma economia da ordem de R\$ 500mil. A versão complementar está sendo utilizada pela RGE no auxílio a instalação de novos dispositivos e na definição dos sistemas mais críticos que necessitam de investimentos mais direcionados. Além disso, ressaltou-se que o ASD apresenta vantagem em relação aos softwares semelhantes existentes no mercado, pois foi preparado para a realidade da Empresa.

## **9.1 – Contribuições**

O autor acredita serem originais as seguintes contribuições:

- 1) Algoritmos para escolha ótima da quantidade, composição, localização e metodologia na aplicação otimizada dos dispositivos de manobra e proteção;
- 2) Algoritmo para aplicação ótima dos recursos financeiros disponíveis;
- 3) Ferramenta computacional para a aplicação das metodologias e algoritmos desenvolvidos integrados ao ASD;
- 4) Integração do sistema computacional desenvolvido para análises, diagnósticos e planejamento de operação das redes de distribuição.

## 9.2 – Artigos Publicados

COMASSETTO, L.; BERNARDON, D.P.; KÖNIG, A.L.; CANHA, L.N.; POPOV, V.A. *et al.* **Multicriterial Analysis for Optimal Location of Distributed Energy Sources Considering the Power System Reaction.** IX SEPOPE – Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Rio de Janeiro, mai. 2004.

COMASSETTO, L.; BERNARDON, D.P.; KÖNIG, A.L.; CANHA, L.N.; POPOV, V.A.; ABAIDE, A.R.; FARRET, F.A. **Emprego de novas Metodologias e Algoritmos mais eficientes para Modelagem das Cargas Elétricas e Estimação de Estados em Sistemas de Distribuição.** XVI SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Brasília, nov. 2004.

## 9.3 – Sugestões para Continuidade do Trabalho

Devido a estimação de estados em sistemas de distribuição, fluxo de potência, coordenação de carga, curto-circuito, avaliação dos indicadores de confiabilidade, algoritmos de localização ótima (com ponto de vista de otimização da confiabilidade) de dispositivos de comutação ser base para várias aplicações, pode-se sugerir para a continuidade e aperfeiçoamento do trabalho:

- 1) Desenvolvimento de um algoritmo que defina, o melhor local de instalação dos dispositivos de manobra, visando a melhor característica operacional do sistema de distribuição;
- 2) Desenvolvimento de um algoritmo para coordenação e seletividade automática dos dispositivos de proteção;
- 3) Aplicação de algoritmos desenvolvidos para a análise de outros dispositivos de comutação incluindo chaves sob-carga telecomandadas e criações de interligações entre alimentadores;
- 4) Análise do nível de precisão dos dados e desenvolvimento de metodologias e algoritmos, os quais permitam a modelagem e otimização de confiabilidade do sistema, considerando as incertezas da informação.

## BIBLIOGRAFIA

---

[1] Billinton, and R Allan, Reliability evaluation of power systems, Pitmann book, N.Y., London, 1984.

[2] T. Tsao, and H.C. Chang, Composite reliability evaluation model for different types of distribution systems, IEEE Transactions on Power Systems, V. 18, N. 2, 2003, pp. 924-930

[3] Z. Wang, F. Shokooh, and J Oiu, An efficient algorithm for assessing reliability indexes of general distribution system, IEEE Transactions on Power Systems, V. 17, N. 3, 2002, pp. 608-614

[4] S. Berns, and G. Gross, Value of service reliability, IEEE Transactions on Power Systems, V. 5, N. 3, 1990, pp. 825-834

[5] G. Tollefson, R. Billinton, and G. Wacker, Comprehensive bibliography worth and electric service consumer interruption costs: 1980-1990, IEEE Transactions on Power Systems, V. 7, N. 4, 1992, pp. 1508-1514

[6] R Billinton, and P. Wang, Reliability worth of distribution system networks reinforcement considering dispersed customer data,

IEE Proceedings - Generation, Transmission, Distribution, V. 146, N. 3, 1999, pp. 318-324

[7] A. Sanghvi, Measurement and application of customer interruption cost/value of service for cost-benefit reliability evaluation: some commonly raised issues, IEEE Transactions on Power Systems, V. 6, N. 4, 1991, pp. 1508-1514

[8] M. Sullivan, and T. Vardell, Interruption costs, customer satisfaction and expectations for service reliability, IEEE Transactions on Power Systems, V. 11, N. 3, 1998, pp. 989-995

[9] J. Gates, R. Billinton, and G. Wacker, Electrical service reliability worth evaluation for government institutions and office buildings, IEEE Transactions on Power Systems, V. 14, N. 1, 1999, pp. 43-50

[10] R. Billinton, and M. Panday, Reliability worth assessment in a developing country – residential survey results, IEEE Transactions on Power Systems, V. 14, N. 4, 1999, pp. 1226-1231

[11] M. Panday, and R. Billinton, Reliability worth assessment in a developing country – commercial and industrial survey results, IEEE Transactions on Power Systems, V. 14, N. 4, 1999, pp. 1232-1237



[12] K. Katuki, and R Allan, Assessment of customer outage costs due to electric service interruption: residential sector, IEE Proceedings - Generation, Transmission, Distribution, V. 143, N. 2, 1996, pp. 163-170

[13] R. Brown, and J Ochoa, Distribution system reliability: default data and model validation, IEEE Transactions on Power Systems, V. 13, N. 2, 1998, pp. 704-709

[14] Y. Ou, and L. Goel, Using Monte Carlo simulation for overall distribution system reliability assessment, IEE Proceedings - Generation, Transmission, Distribution, V. 146, N. 5, 1999, pp. 535-540

[15] C. Warren, R. Ammon, and G Welch, A survey of distribution reliability measurement practices in the USA, IEEE Transactions on Power Delivery, V 14, N. 4, 2000, pp. 1238-1242

[16] R. Billinton, and P. Wang, Distribution system reliability cost/worth analysis using analytical and sequential simulation technique, IEEE Transactions on Power Systems, V. 13, N. 4, 1998, pp. 1245-1250

[17] L.H., Tsai, Network reconfiguration to enhance reliability of electrical distribution systems, Electric Power System Research, N. 27, 1993, pp. 135-140

[18] C. Longo, and W. Puntel, Evaluation of distribution system enhancement using value-based reliability planning procedures, IEEE Transactions on Power Systems, V. 15, N. 4, 2000, pp. 1148-1153

[19] M.Y. Chow, L. Taylor, and M.S. Show, Time of outage restoration analysis in distribution systems, IEEE Transactions on Power Delivery, V 11, N. 3, 1996, pp. 1652-1658

[20] G. Homond, and I. El-Nahas, Assessment of customer supply reliability in performance-based contracts, IEEE Transactions on Power Systems, V. 18, N. 4, 2003, pp. 1587- 1593

[21] R. Allan, and M. Da Silva, Evaluation of reliability indices and outage costs in distribution systems, IEEE Transactions on Power Systems, V. 17, N. 1, 1995, pp. 413-419

[22] J. Ypsilantis, H. Lee, and C. Teo, Adaptive rule- based fault diagnostician for power distribution networks, IEE Proceedings - Generation, Transmission, Distribution, V. 139, N. 6, 1992, pp. 461-468

[23] F. Eickhoff, E. Handshin, and W. Hoffmann, Knowledge based alarm handling and fault location in distribution networks, IEEE Transactions on Power Systems, V. 7, N. 2, 1992, pp. 770-776

[24] K. Bhattacharya, M. Bollen, and J Doalder, Real time optimal interruptible tariff mechanism incorporating utility-customer interruptions, IEEE Transactions on Power Systems, V. 15, N. 2, 2000, pp. 700-706

[25] J Teng, and Y Liu, A novel CS-based optimum switch relocation method, IEEE Transactions on Power Systems, V. 18, N. 1, 2003, pp. 113-120

[26] R. Billinton, and S. Jounawithula, Optimal switching devices placement in radial distribution systems, IEEE Transactions on Power Delivery, V. 11, N. 4, 1991, pp. 1646-1651

[27] G Gelli, and F. Pilo, Optimum sectionalizing switches allocation in distribution networks, IEEE Transactions on Power Delivery, V. 14, N. 3, 1999, pp. 1167-1172

[28] J. Teng, and C. Lu, Feeder switch relocation for customer interruption cost minimization, IEEE Transactions on Power Delivery, V. 17, N. 1, 2002, pp. 254-259

[29] S. Levitin, S. Mazal-Tov, and D. Elmakis, Optimal allocation of sectionalizers in radial distribution networks, Proceedings of the 1995 Stockholm Power Tech. Conference, PS25-01-0034, pp. 761-764

[30] S. Levitin, S. Mazal-Tov, and D. Elmakis, Optimal switch allocation in electrical distribution systems by GA, *Electric Power System Research*, N. 31, 1994, pp. 97-102

[31] D Bernardon, Desenvolvimento de Algoritmos e Sistema Computacional para Estimação de Estados em Redes de Distribuição, *Dissertação de Mestrado*, 2004

## APÊNDICE A

# CÓDIGO FONTE DO PROGRAMA ASD

---

O ASD foi desenvolvido através da plataforma Visual Basic for Applications e em ambiente Windows. Segue a sua principal rotina:

```
Public Sub Misto()
```

```
    Application.ScreenUpdating = False
```

```
    Application.DisplayAlerts = False
```

```
    On Error Resume Next
```

```
'Copia os dados de Linha para iniciar novamente todos os cálculos
```

```
    Sheets("Dados de Linha").Select
```

```
    Cells.Select
```

```
    Selection.Copy
```

```
    Sheets("Confiabilidade").Select
```

```
    Range("A1").Select
```

```
    ActiveSheet.Paste
```

```
    Sheets("Dados de Linha").Select
```

```
    Application.CutCopyMode = False
```

```
    Range("A1").Select
```

```
    Sheets("Confiabilidade").Select
```

```
    ActiveSheet.Unprotect
```

```
'Dados estatísticos
```

```
    Cells(1, 36) = FrmTempos.txtTLoc.Value
```

```
    Cells(2, 36) = FrmTempos.txtTMan.Value
```

```
Cells(3, 36) = FrmTempos.txtTF.Value
Cells(5, 36) = FrmTempos.txtPasso.Value
Cells(6, 36) = FrmTempos.txtDesvio.Value
passo = Cells(5, 36) - 1
```

'Opções de Fluxo

```
If FrmTempos.OptionNCF.Value = True Then
    Sheets("Confiabilidade").Cells(4, 36) = FrmTempos.txtNchaves.Value
Else: End If

If FrmTempos.OptionNCHDP.Value = True Then
    Sheets("Confiabilidade").Cells(4, 36) = FrmTempos.txtNchaves.Value
    Sheets("Confiabilidade").Cells(6, 36) = (FrmTempos.txtDesvio.Value)
Else: End If

If FrmTempos.OptionDP.Value = True Then
    Sheets("Confiabilidade").Cells(6, 36) = (FrmTempos.txtDesvio.Value)
Else: End If
```

'Apaga os números que vem do .dat errados

```
AP = TL
Do While AP <> 0
    If Cells(AP, 5) = "FUSE" Then
        Cells(AP, 7) = 0
    Else: End If
    If Cells(AP, 5) = "RECLOSER" Then
        Cells(AP, 7) = 0
    Else: End If
    If Cells(AP, 5) = "SWITCH" Then
        Cells(AP, 7) = 0
    Else: End If
    If Cells(AP, 5) = "STEP_TRANSFORMER" Then
        Cells(AP, 7) = 0
    Else: End If
    If Cells(AP, 5) = "REGULATOR" Then
        Cells(AP, 7) = 0
    Else: End If
    If Cells(AP, 5) = "SECTIONALIZER" Then
        Cells(AP, 7) = 0
```

```
Else: End If
AP = AP - 1
Loop
```

```
' Desconsiderando os Dispositivos Existente
If FrmTempos.CheckBoxExist = False Then
g = TL
Do While g <> 0
  If Cells(g, 5) = "FUSE" Then
    Cells(g, 27) = "FUSE"
  Else: End If
  If Cells(g, 5) = "RECLOSER" Then
    Cells(g, 27) = "RECLOSER"
  Else: End If
  If Cells(g, 5) = "SECTIONALIZER" Then
    Cells(g, 27) = "RECLOSER"
  Else: End If
  If Cells(g, 5) = "SWITCH" Then
    Cells(g, 27) = "SWITCH"
  Else: End If
  g = g - 1
Loop
Else: End If
```

```
'Distância Acumulada em cada nó
Columns("Y:Z").Select
Selection.ClearContents
r = TL
Do While r <> 1
  c = r
  Do While c <> 1
    Cells(c, 25) = Cells(c, 25) + Cells(r, 7)
    c = Sheets("Confiabilidade").Cells(c, 13).Value + 1
  Loop
  r = r - 1
Loop
```

```

'Considerando clientes
If FrmTempos.OptionCons.Value = True Then
    If Sheets("Dados de Nó").Cells(1, 7) <> "Clientes" Then ' Para não renomear novamente os
    TR's
        Nomeia_TR
    Else: End If

```

```

'Teste para ver se não veio zerado os clientes
    If Sheets("Dados de Nó").Cells(2, 7) = 0 And Sheets("Dados de Nó").Cells(3, 7) = 0 And
    Sheets("Dados de Nó").Cells(4, 7) = 0 Then
        MsgBox " Consumidores não encontrados, recalculer o fluxo de Potência ", , "ASD"
    End
    Else: End If

```

```

'Clientes Acumulados em cada nó
s = 2
Do While s <> Sheets("Dados de Nó").Cells(1, 15) + 1
    BetaTR = Sheets("Dados de Nó").Cells(s, 3)
    Cons = Sheets("Dados de Nó").Cells(s, 7)
    f = TL
    Do While f <> 2
        If Sheets("Confiabilidade").Cells(f, 12) = BetaTR Then
            g = f
            Do While g <> 1
                Sheets("Confiabilidade").Cells(g, 28) = Sheets("Confiabilidade").Cells(g, 28) + Cons
                g = Sheets("Confiabilidade").Cells(g, 13).Value + 1
            Loop
            f = 3
        Else: End If
        f = f - 1
    Loop
    s = s + 1
Loop

```

```

'Copia os consumidores acumulados
    Sheets("Confiabilidade").Select
    Columns("AB:AB").Select

```



```

Selection.Copy
Columns("R:R").Select
ActiveSheet.Paste
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=-10
Columns("B:B").Select
Application.CutCopyMode = False
Selection.Copy
Columns("R:R").Select
Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteFormats, Operation:=xlNone, _
    SkipBlanks:=False, Transpose:=False
Application.CutCopyMode = False
Range("R1").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "Consum"
Range("R2").Select

```

'Limpa coluna antiga

```

Columns("AB:AB").Select
Selection.ClearContents

```

Else: End If

```

Sheets("Confiabilidade").Select

```

'Calcula a Energia Interrompida Original.

```

Columns("Y:Y").Select
Selection.Copy
Columns("Z:Z").Select
ActiveSheet.Paste

```

'Procura os dispositivos de proteção (FU,RL,SC e FC) para calcular a distância após cada equipamento

H = TL

Do While H > 2

If Cells(H, 27) = "FUZE" Or Cells(H, 27) = "RECLOSER" Or Cells(H, 27) = "SWITCH" Then

Comp = Cells(H, 26)

r = Cells(H, 13) + 1

Do While r <> 1

c = r

```

Do While c <> 1
    Cells(c, 26) = Cells(c, 26) - Comp
    c = Sheets("Confiabilidade").Cells(c, 13).Value + 1
Loop
r = 1
Loop
Else: End If
H = H - 1
Loop

'Calcula a energia interrompida para cada equipamento existente.
' A) Se for chave faca, defeitos depois dela interrompe a SE ou uma Fusível anterior
PInt=(PFU*Tloc+PCF*Tman)*(TF*LCF)
r = TL
z = TL
Do While r > 1
    If Cells(r, 27) = "SWITCH" Then
        o = r 'Guarda o valor da linha da chave ou religador
        r = Sheets("Confiabilidade").Cells(r, 13).Value + 1 'Acha a linha que vem após a chave
        z = r
        Do While z > 1
            If Cells(z, 27) = "FUSE" Or Cells(z, 27) = "RECLOSER" Then 'Energia do eq proteção a
montante
                Pfu = (Sqr((Cells(z, 14) * Cells(z, 14)) + (Cells(z, 15) * Cells(z, 15)))) 'Raiz (P e Q)
[V.A.] da FU
                z = 1

            Else: End If

            If z = 2 Then 'Energia da SE pois não achou eq proteção
                Pfu = (Sqr((Cells(2, 14) * Cells(2, 14)) + (Cells(2, 15) * Cells(2, 15)))) 'Raiz (P e Q)
[V.A.] da SE se não tiver FU
            Else: End If
                z = Sheets("Confiabilidade").Cells(z, 13).Value + 1
        Loop
        Pch = (Sqr((Cells(o, 14) * Cells(o, 14)) + (Cells(o, 15) * Cells(o, 15)))) 'Raiz (P e Q)
[V.A.] da chave

```

```

        Cells(o, 28) = ((Pfu * Cells(1, 36) + Pch * Cells(2, 36)) * (Cells(3, 36) * Cells(o, 26)))
'Pch*(Tman+Tloc)*(TXf*Lch)
        r = o
    Else: End If
r = r - 1
Loop

' B) Se for fusível interrompe a energia da própria fusível ou religador
r = TL
Do While r > 1
    If Cells(r, 27) = "FUSE" Or Cells(r, 27) = "RECLOSER" Then
        If FrmTempos.OptionCons.Value = False Then
            Pch = (Sqr((Cells(r, 14) * Cells(r, 14)) + (Cells(r, 15) * Cells(r, 15))))
        Else
            Pch = Cells(r, 18)                                ' Número de consumidores
        End If
        Cells(r, 28) = ((Pch * (Cells(2, 36) + Cells(1, 36)) * Cells(3, 36) * Cells(r, 26)))
'Pch*(Tman+Tloc)*(TXf*Lch)
    Else: End If

' C) Se for a própria SE
    If r = 2 Then
        If FrmTempos.OptionCons.Value = False Then
            Pse = (Sqr((Cells(2, 14) * Cells(2, 14)) + (Cells(2, 15) * Cells(2, 15))))
        Else
            Pse = Cells(2, 18)
        End If
        Cells(r, 28) = ((Pse * (Cells(1, 36) + Cells(2, 36)) * Cells(3, 36) * Cells(2, 26)))
'PSE*(Tman+Tloc)*(TXf*Lch)
    Else: End If
r = r - 1
Loop

'Somatório da energia total interrompida
Range("AC1").Select
Application.CutCopyMode = False
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=SUM(C[-1])"

```

Ei = (Cells(1, 29) / 60)

Cells(8, 36) = Ei 'Salva o de energia interrompida Original

'Limpa os comprimentos de trecho antigos

Columns("AB:AB").Select

Application.CutCopyMode = False

Selection.ClearContents

CustoTotal = 0

Equipamentos = 1

EintAntes = 1E+40

Intera = 1

Parar = Cells(4, 36) + 1

Do While Intera <> Parar

melhorB = 0

'Copia Comprimento Original

Columns("Y:Y").Select

Selection.Copy

Columns("Z:Z").Select

ActiveSheet.Paste

'Tipo do equipamento a ser testado e Limites dos mesmo

Dim Limite1 As Single

Dim Limite2 As Single

m = 1

Do While m <> 4

If m = 1 Then

TIPO = "SWITCH"

Limite1 = 0

Limite2 = FrmTempos.txtLimiteFC.Value

preço = Sheets("Confiabilidade").Cells(1, 37)

Else: End If

If m = 2 Then

TIPO = "FUSE"

Limite1 = 0

Limite2 = FrmTempos.txtLimiteFU.Value

```

    preço = Sheets("Confiabilidade").Cells(2, 37)
Else: End If
If m = 3 Then
    TIPO = "RECLOSER"
    Limite1 = FrmTempos.txtLimiteFU.Value
    Limite2 = FrmTempos.txtLimiteRL.Value
    preço = Sheets("Confiabilidade").Cells(3, 37)
Else: End If

L = TL - passo
x = 1

Do While L > 2

'Pontos que serão testados e seus respectivos limites, caso não teste pula para o final
If Cells(L, 27) <> TIPO And Cells(L, 16) > Limite1 And Cells(L, 16) < Limite2 Then
    Cells(L, 27) = TIPO
'Procura os dispositivos de proteção (FU,RL,SC e FC) para calcular a distância após cada
equipamento
H = TL
Do While H > 2
    If Cells(H, 27) = "FUZE" Or Cells(H, 27) = "RECLOSER" Or Cells(H, 27) = "SWITCH" Then
        Comp = Cells(H, 26)
        r = Cells(H, 13) + 1
        Do While r <> 1
            c = r
            Do While c <> 1
                Cells(c, 26) = Cells(c, 26) - Comp
                c = Sheets("Confiabilidade").Cells(c, 13).Value + 1
            Loop
            r = 1
        Loop
    Else: End If
    H = H - 1
Loop

'Calcula a nova Energia interrompida

```

```

' A) Se for chave faca, defeitos depois dela interrompe a SE ou uma Fusível anterior
PInt=(PFU*Tloc+PCF*Tman)*(TF*LCF)
r = TL
z = TL
Do While r > 1
  If Cells(r, 27) = "SWITCH" Then
    o = r
    r = Sheets("Confiabilidade").Cells(r, 13).Value + 1
    z = r
    Do While z > 1
      If Cells(z, 27) = "FUSE" Or Cells(z, 27) = "RECLOSER" Then
        Pfu = (Sqr((Cells(z, 14) * Cells(z, 14)) + (Cells(z, 15) * Cells(z, 15))))
        z = 1
      Else: End If
      If z = 2 Then
        Pfu = (Sqr((Cells(2, 14) * Cells(2, 14)) + (Cells(2, 15) * Cells(2, 15))))
      Else: End If
      z = Sheets("Confiabilidade").Cells(z, 13).Value + 1
    Loop
    Pch = (Sqr((Cells(o, 14) * Cells(o, 14)) + (Cells(o, 15) * Cells(o, 15)))) 'Raiz (P e Q)
[V.A.] da chave
    Cells(o, 28) = (((Pfu * Cells(1, 36)) + (Pch * Cells(2, 36))) * (Cells(3, 36) * Cells(o,
26))) 'Pch*(Tman+Tloc)*(TXf*Lch)
    r = o
  Else: End If
r = r - 1
Loop

' B) Se for fusível interrompe a energia da própria fusível ou religador
r = TL
Do While r > 1
  If Cells(r, 27) = "FUSE" Or Cells(r, 27) = "RECLOSER" Then
    If FrmTempos.OptionCons.Value = False Then
      Pch = (Sqr((Cells(r, 14) * Cells(r, 14)) + (Cells(r, 15) * Cells(r, 15)))) 'Raiz (P e Q)
[V.A.]
    Else
      Pch = Cells(r, 18) ' Número de consumidores

```

```

End If
Cells(r, 28) = ((Pch * (Cells(2, 36) + Cells(1, 36)) * Cells(3, 36) * Cells(r, 26)))
'Pch*(Tman+Tloc)*(TXf*Lch)
Else: End If

```

```
' C) Se for a própria SE
```

```

If r = 2 Then
  If FrmTempos.OptionCons.Value = False Then
    Pse = (Sqr((Cells(2, 14) * Cells(2, 14)) + (Cells(2, 15) * Cells(2, 15))))
  Else
    Pse = Cells(2, 18)
  End If
  Cells(r, 28) = ((Pse * (Cells(2, 36) + Cells(1, 36)) * Cells(3, 36) * Cells(2, 26)))
'PSE*(Tman+Tloc)*(TXf*Lch)
  Cells(r, 32) = ((Pse * (Cells(2, 36) + Cells(1, 36)) * Cells(3, 36) * Cells(2, 26)))
  Else: End If
r = r - 1
Loop

```

```
'Somatório da nova potencia total interrompida
```

```

Range("AC1").Select
Application.CutCopyMode = False
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=SUM(C[-1])"
melhorA = (Cells(1, 29) / 60)

```

```
'Copia Comprimento Original
```

```

Columns("Y:Y").Select
Selection.Copy
Columns("Z:Z").Select
ActiveSheet.Paste
Columns("AB:AB").Select
Application.CutCopyMode = False
Selection.ClearContents

```

```
'Teste do melhor Custo Benefício
```

```

melhorC = (Ei - melhorA) / preço
If melhorC > melhorB Then

```

```

    melhorB = melhorC
    LinhaCHAVE = L
    EintC = melhorC
    Eint = melhorA
    custo = preço
    TIPOEq = TIPO
Else: End If

'Returna ao original do ponto
If Napagar = 0 Then
    Cells(L, 27) = "-"
Else: End If
If Napagar = 1 Then
    Cells(L, 27) = "FUZE"
Else: End If
If Napagar = 2 Then
    Cells(L, 27) = "RECLOSER"
Else: End If
If Napagar = 3 Then
    Cells(L, 27) = "SWITCH"
Else: End If
x = x + 1
Else: End If ' Pula para este ponto caso o nó não tenha sido testado
L = L - 1 - passo
    If Ei = 1 Then
        EintInicial = Eint
        Ei = 0
    Else: End If
Loop
m = m + 1
Loop

'Coloca o equipamento no melhor ponto e sua energia interrompida TOTAL
    Cells(LinhaCHAVE, 27) = TIPOEq
    Cells(LinhaCHAVE, 29) = Eint
    CustoTotal = CustoTotal + custo
Equipamentos = Equipamentos + 1

```



```

'Número da Chave inserida
    n = n + 1
    Cells(LinhaCHAVE, 30) = n
    Intera = Intera + 1

'Testa para parar pelo desvio
    Antes = Sheets("Confiabilidade").Cells(8, 36)
    Depois = Eint
    DES = (100 - (100 * (Depois / Antes)))
    If DES >= Sheets("Confiabilidade").Cells(6, 36) Then
        Intera = Parar
    Else: End If

'Energia Interrompida da chave anterior e posterior não representa melhoria
    DES2 = (1 - (Eint / EintAntes)) * 100
    If DES2 <= 1 Then
        Intera = Parar
        MsgBox " Algoritmo Interrompido Desempenho Entre Chaves Menor que 1%", , "ASD" '
    Else: End If
    EintAntes = Eint
Loop

    Range("Ad1").Select
    Application.CutCopyMode = False
    ActiveCell.FormulaR1C1 = "=SUM(C[-1])"

'Desenha o diagrama de confiabilidade
    NovoEquip
    ordemFU
    TempoExec = Tempofinal - Tempoinicio
    Tregis = FormatDateTime(TempoExec, 3)
    DES = FormatNumber(DES, 0#)
    Sheets("Gráfico").Cells(1, 3) = Equipamentos
    Sheets("Confiabilidade").Cells(7, 36) = "FUSE"
    MsgBox (Equipamentos - 1) & " Equipamentos" & " em " & Tregis & " - Melhoria de " & DES &
    "% " & " Custo Total de R$ " & CustoTotal, , "ASD"
End Sub

```

This document was created with Win2PDF available at <http://www.daneprairie.com>.  
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.