

MAURICIO SPERANDIO

**PLANEJAMENTO DA AUTOMAÇÃO DE SISTEMAS
DE MANOBRA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

FLORIANÓPOLIS – SC

2008

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**PLANEJAMENTO DA AUTOMAÇÃO DE SISTEMAS
DE MANOBRA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

Tese submetida à
Universidade Federal de Santa Catarina
como parte dos requisitos para a
obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

MAURICIO SPERANDIO

Florianópolis, Dezembro de 2008.

PLANEJAMENTO DA AUTOMAÇÃO DE SISTEMAS DE MANOBRA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Mauricio Sperandio

‘Esta Tese foi julgada adequada para obtenção do Título de Doutor em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Sistemas de Energia Elétrica, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.’

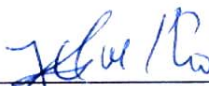


Prof. Jorge Coelho, D.Sc.
Orientador



Prof.ª Katia Campos de Almeida, Ph.D.
Coordenadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:



Prof. Jorge Coelho, D.Sc.
Presidente



Prof. Alzenira da Rosa Abaide, Dr.ª



Prof. Sérgio Luís Haffner, Dr.



Prof. Raimundo C. Ghizoni Teive, D.Eng.



Prof. C. Celso de Brasil Camargo, D.Eng.

Aos meus pais, Alarico e Noemi, pelo apoio absoluto.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao prof. Jorge Coelho pela oportunidade de realizar este trabalho de pesquisa, assim como pela possibilidade de desenvolvimento de outros projetos em parceria com o Time Distribuição.

Aos colegas do projeto AUTOMATA, Edison Aranha, Everthon Sica, Felipe Trevisan e Rodrigo Ramos, que muito contribuíram com este trabalho.

À CELESC, pelo seu programa de Pesquisa & Desenvolvimento e contribuição com dados de sistemas reais.

Aos membros da banca, que contribuíram para tornar este documento mais claro, especialmente com as diretrizes dadas durante o exame de qualificação.

Aos demais professores e colegas do LabPlan, pela convivência neste ambiente de trabalho favorável, todos colaboraram para minha experiência e amadurecimento.

À Mãisa, pela compreensão, incentivo e amor que me impulsionou ao longo da escrita deste trabalho, e à Angeline, que esperou para vir ao mundo até o dia seguinte que o papai entregou a tese para o relator.

Esta pesquisa contou com suporte financeiro da CAPES e CNPq, em períodos distintos.

Resumo de Tese apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

PLANEJAMENTO DA AUTOMAÇÃO DE SISTEMAS DE MANOBRA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Mauricio Sperandio

Dezembro/2008

Orientador: Prof. Jorge Coelho, D.Sc.

Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Palavras-chave: Redes de Distribuição, Planejamento, Automação, Índices de Continuidade.

Número de Páginas: 149 (Cento e Quarenta e Nove)

Neste trabalho é apresentada uma metodologia para o planejamento da automação de sistemas de manobra em redes de distribuição de grande porte, onde é preciso decidir quais pontos automatizar dentre vários alimentadores de diferentes regiões. É feita uma revisão do estado da arte dos vários esquemas de automação empregados em diferentes países, dos principais tipos de sistemas de comunicação envolvidos no processo, bem como do problema de alocação de chaves de manobra em redes de distribuição. Então é desenvolvida a modelagem necessária para se extrair dados a partir de sistemas de distribuição reais, de forma a possibilitar a simulação dos indicadores de continuidade de fornecimento devido à influência da posição de chaves de manobra automatizadas ao longo dos alimentadores. Nesta etapa são utilizadas como ferramentas o fluxo de potência, a teoria de grafos, e a filosofia de proteção de sistemas de energia elétrica. Definidas as posições possíveis para as chaves automáticas, é necessário então determinar a combinação destas que atenda ao objetivo de minimizar as perdas de energia não suprida e o número de chaves alocadas, respeitando as restrições das metas de qualidade determinadas pelo órgão regulador para os diferentes conjuntos consumidores dentro da área que se pretende automatizar. Para resolver este problema é necessário um método de programação inteira. Neste trabalho são utilizados dois métodos, o Branch-and-Bound e o Algoritmo Genético, a fim de comparar os seus desempenhos. São realizados quatro estudos de caso com diferentes abrangências e disponibilidades para o sistema de comunicação, com o objetivo de se analisar a influência na solução final, ou seja, na quantidade e posicionamento espacial das chaves.

Abstract of Thesis presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor in Electrical Engineering.

PLANNING OF AUTOMATED MANEUVER SYSTEM IN ELECTRIC DISTRIBUTION NETWORKS

Mauricio Sperandio

December/2008

Advisor: Prof. Jorge Coelho, D.Sc.

Area of Concentration: Electrical Power Systems.

Keywords: Distribution Networks, Planning, Automation, Continuity Indices.

Number of pages: 149

This work presents a methodology for the planning of the automation of maneuver systems in large scale distribution networks, where it is necessary to decide which points to automate among several feeders of different areas. A revision of the several automation schemes employed in different countries is made, as well as the main types of communication systems involved in the process. Then the necessary modeling is developed to extract data from real distribution systems, in a way to make possible the simulation of the supply continuity indicators due to the influence of the automated maneuver switches position along the feeders. The computational tools used in this stage are the power flow, the graph theory, and the electric power systems' protection philosophy. Defined the possible positions for the automatic switches, it is necessary to determine the combination of these that attend to the objective of minimizing both the losses by energy not supplied and the number of allocated switches, respecting the constraints of the quality goals fixed by the regulatory body for the different consumers' groups inside the area which is planned for automation. An integer programming method is necessary to solve this problem. In this work two methods are used, Branch-and-Bound and the Genetic Algorithm, in order to compare their performances. Four case studies are accomplished with different coverage and availability for the communication system, to assess the influence of these variables in the final solution, the amount and positioning of the automatic switches.

SUMÁRIO

LISTA DE ABREVIATURAS.....	xv
LISTA DE FIGURAS	XVI
LISTA DE TABELAS.....	XVIII
1 APRESENTAÇÃO	1
1.1 INTRODUÇÃO	1
1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO	4
1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO	5
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	7
2.1 AUTOMAÇÃO NO MUNDO	7
2.1.1 <i>Japão</i>	9
2.1.2 <i>Reino Unido</i>	10
2.1.3 <i>EUA</i>	11
2.1.4 <i>Canadá</i>	12
2.1.5 <i>China</i>	13
2.1.6 <i>Brasil</i>	14
2.1.7 <i>Outros</i>	16
2.2 NÍVEIS DE AUTOMAÇÃO	18
2.2.1 <i>Nível 1: Automação da Subestação</i>	18
2.2.2 <i>Nível 2: Automação de Chaves de Manobra</i>	19
2.2.3 <i>Nível 3: Integração Total – Sistema de Gerenciamento Automático da Distribuição</i>	24
2.3 PLANEJAMENTO	26
2.3.1 <i>Alocação de Chaves de Manobra</i>	27
2.4 MÉTODOS DE PROGRAMAÇÃO INTEIRA.....	32
2.4.1 <i>Branch-and-Bound (BB)</i>	34
2.4.2 <i>Algoritmo Genético (AG)</i>	36
3 MODELAGEM DO PROBLEMA.....	43
3.1 MODELAGEM DOS ALIMENTADORES	43
3.1.1 <i>Redução de Pontos</i>	44
3.1.2 <i>Cálculo das Taxas de Falha e Tempos de Reparo</i>	46
3.1.3 <i>Matriz de Alcance</i>	50
3.2 MODELAGEM DOS EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO	52
3.2.1 <i>Características da Proteção</i>	53
3.2.2 <i>Principais Equipamentos</i>	54
3.3 FLUXO DE POTÊNCIA	58
3.3.1 <i>Queda de Tensão</i>	59
3.4 CÁLCULO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE.....	60
3.4.1 <i>Matriz Lógico-Estrutural</i>	61
3.4.2 <i>Cálculo dos Indicadores DEC e ENS</i>	62
3.4.3 <i>Cálculo do Indicador FEC</i>	65

4	METODOLOGIA PROPOSTA	67
4.1	INTRODUÇÃO	67
4.2	INFLUÊNCIA DO CÁLCULO DA TAXA DE FALHA E TEMPO DE REPARO.....	69
4.2.1	<i>Parâmetros Constantes</i>	70
4.2.2	<i>Parâmetros por Quilômetro</i>	70
4.2.3	<i>Parâmetros por Trecho</i>	71
4.3	INFLUÊNCIA DA REDUÇÃO DE PONTOS NA MATRIZ DE ALCANCE	72
4.4	ANÁLISE DOS INDICADORES EM FUNÇÃO DE UMA CHAVE AUTOMÁTICA.....	75
4.5	EXEMPLO DE ALOCAÇÃO EM UM PAR DE ALIMENTADORES.....	77
4.6	AVALIAÇÃO DO SISTEMA DE COMUNICAÇÃO.....	80
4.7	REDUÇÃO DO ESPAÇO DE BUSCA POR ANÁLISE DE DOMINÂNCIA	81
4.8	ALOCAÇÃO MÍNIMA DE CHAVES AUTOMÁTICAS	82
4.8.1	<i>Branch-and-Bound</i>	83
4.8.2	<i>Algoritmo Genético</i>	85
5	SIMULAÇÕES E RESULTADOS	89
5.1	INTRODUÇÃO	89
5.2	CASO BASE	92
5.2.1	<i>Otimização com BB</i>	92
5.2.2	<i>Otimização com AG</i>	95
5.3	CASO 2: UTR CELULAR.....	97
5.3.1	<i>Otimização com BB</i>	97
5.3.2	<i>Otimização com AG</i>	100
5.4	CASO 3: UTR À RÁDIO MAS COM 10 KM DE RAIOS.....	101
5.4.1	<i>Otimização com BB</i>	102
5.4.2	<i>Otimização com AG</i>	104
5.5	CASO 4: UTR POR FIBRA ÓTICA	105
5.5.1	<i>Otimização com BB</i>	106
5.5.2	<i>Otimização com AG</i>	108
5.6	RESUMO DOS RESULTADOS OBTIDOS.....	110
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	113
6.1	CONCLUSÕES	113
6.2	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	115
	APÊNDICE A: COMUNICAÇÕES PARA AUTOMAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO	117
A.1	PRINCIPAIS MEIOS DE COMUNICAÇÃO	118
A.2	TOPOLOGIAS DE COMUNICAÇÃO.....	122
A.3	PROTOCOLOS DE COMUNICAÇÃO	123
A.4	MODOS DE AQUISIÇÃO DE DADOS	125
	APÊNDICE B: ESCOLHA DOS PARÂMETROS DO AG.....	127
	APÊNDICE C: FATORES DE DEMANDA E POTÊNCIA DOS ALIMENTADORES.....	137
	ANEXO I: CÁLCULO DA MULTA POR ULTRAPASSAR A META	139
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	141

LISTA DE ABREVIATURAS

AG – Algoritmo Genético
AL – Alimentador
AM/FM – *Automated Mapping and Facilities Management*: gerenciamento de serviços por mapas
AMR – *Automated Meter Reading*: leitura de medidores automatizada
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
AT – Alta Tensão
BB – Branch-and-Bound
BC – Banco de Capacitores
BT – Baixa Tensão
CELESC – Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.
COD – Centro de Operação da Distribuição
DEC – Duração Equivalente por Consumidor (de Interrupção)
DIC – Duração Individual por unidade Consumidora (de Interrupção)
DJ – Disjuntor
DSM – *Distribution System Management*: gerenciamento do sistema de distribuição
ENS – Energia Não Suprida
FEC – Frequência Equivalente por Consumidor (de Interrupção)
GD – Geração Distribuída
IED – *Intelligent Electronic Device*: equipamento eletrônico “inteligente”
LTC – *Load Tap Changer*: comutador sob carga
MAS – *Multiple Address System*: sistema de rádio por endereçamento múltiplo
MLE – Matriz Lógico-Estrutural
MSP – Método do Somatório das Potências
NA – Normalmente Aberto
NF – Normalmente Fechado
PC – Ponto Candidato
PLC – *Power Line Communications*: comunicação pela rede elétrica
pu – por unidade, medida normalizada
RM – Relatório de Manobra
SE – Subestação
SF₆ – Gás usado para extinção de arco elétrico
SGAD – Sistema de Gerenciamento Automático da Distribuição
TMA – Tempo Médio de Atendimento
TR – Tempo de Restabelecimento
TS – Tempo de Seccionamento
TT – Tempo de Transferência
Turnkey – contratação de uma empresa para projeto e implantação de um sistema ou equipamento
UTM – Universal Transverso de Mercator, sistema de coordenadas geográficas
UTR – Unidade Terminal Remota

LISTA DE FIGURAS

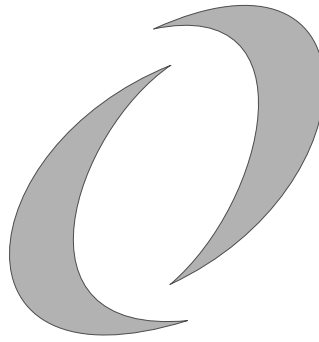
Figura 1.	Tempo de interrupção por alimentador por ano em alguns países.....	8
Figura 2.	Esquema de transferência automática na TEPCO.....	10
Figura 3.	Micro Remota celular desenvolvida pela Bandeirante.	14
Figura 4.	Micro Remota instalada em um alimentador de distribuição.....	15
Figura 5.	Religador de rede secundária.	16
Figura 6.	Configuração típica de uma subestação automatizada.....	18
Figura 7.	Dois exemplos de chaves automáticas montadas em poste com UTR.....	20
Figura 8.	Esquema de chaves automáticas em anel aberto.....	20
Figura 9.	Perfis de consumo simplificados em dois níveis.	22
Figura 10.	Balanco de carga entre alimentadores.....	23
Figura 11.	Rede de distribuição altamente automatizada com SGAD.	25
Figura 12.	Árvore de busca para o caso binário com 3 variáveis.....	35
Figura 13.	Representação do cromossomo para um problema com 13 genes.....	38
Figura 14.	Aplicação do cruzamento simples.	40
Figura 15.	Aplicação do operador de mutação.....	41
Figura 16.	Traçado georeferenciado de um alimentador.....	43
Figura 17.	Exemplo da redução de pontos georeferenciados.....	45
Figura 18.	Alimentador com taxa de falha constante.	48
Figura 19.	Alimentador com taxa de falha por quilômetro.	48
Figura 20.	Exemplo de trechos de um alimentador.....	49
Figura 21.	Alimentador com taxas de falha calculadas por trecho.....	50
Figura 22.	Grafo orientado.....	50
Figura 23.	Chave fusível.	54
Figura 24.	Coordenação entre religador e elo fusível.....	56
Figura 25.	Curvas de atuação dos dispositivos de proteção.	56
Figura 26.	Seccionamento de rede com falha a jusante de uma chave NF.....	57
Figura 27.	Manobra entre alimentadores com falha a montante de uma chave NF.	57
Figura 28.	Exemplo das tensões em pu em um grafo de um alimentador.....	59
Figura 29.	Exemplo das correntes em um grafo de um alimentador.....	60
Figura 30.	Exemplo de um alimentador simplificado com equipamentos de proteção.....	61
Figura 31.	Fluxograma da metodologia proposta.....	68
Figura 32.	Alimentador usado para avaliar a influência da taxa de falha.	69
Figura 33.	Evolução dos indicadores, com taxa de falha e tempo de reparo constantes, em função da posição da chave.....	70

Figura 34. Evolução dos indicadores, com taxa de falha e tempo de reparo por quilômetro, em função da posição da chave.	71
Figura 35. Evolução dos indicadores, com taxa de falha e tempo de reparo computados por trecho, em função da posição da chave.	72
Figura 36. Alimentador com todos os pontos georeferenciados.	73
Figura 37. Alimentador com 48% dos pontos a menos.	73
Figura 38. Pontos não-nulos na matriz de alcance do alimentador da Figura 36.	74
Figura 39. Pontos não-nulos na matriz de alcance do alimentador da Figura 37.	74
Figura 40. Par de alimentadores com conexão NA.	77
Figura 41. Exemplo de vetor solução para o Branch-and-Bound.	83
Figura 42. Codificação inteira para um cromossomo do problema de alocação.	86
Figura 43. Função de mutação proposta.	86
Figura 44. Distribuição espacial dos alimentadores e subestações do sistema teste.	90
Figura 45. Matrizes de restrições de desigualdade (A) e igualdade (Aeq) para o caso base.	92
Figura 46. Convergência do AG para o caso base.	96
Figura 47. Número de chaves alocadas em função do custo de uma unidade.	97
Figura 48. Matrizes de restrições para o caso de UTR celular.	98
Figura 49. Convergência do AG para o caso com UTR celular.	100
Figura 50. Área de abrangência do rádio MAS.	101
Figura 51. Matrizes de restrições para o caso de UTR por rádio.	102
Figura 52. Não-convergência do AG para o caso de UTR por rádio.	104
Figura 53. Convergência do AG para o caso de UTR por rádio.	105
Figura 54. Rede de comunicação por fibra ótica.	106
Figura 55. Matrizes de restrições para o caso de UTR por fibra ótica.	106
Figura 56. Convergência do AG para o caso de UTR por fibra ótica.	109
Figura 57. A comunicação é o núcleo de um sistema de automação da distribuição.	117
Figura 58. Sistema de rádio MAS.	119
Figura 59. Topologia em estrela.	122
Figura 60. Topologia em anel.	123
Figura 61. Topologia de barramento.	123
Figura 62. Processo de montagem de uma mensagem para transmissão digital.	124
Figura 63. Evolução da população com 50 indivíduos.	130
Figura 64. Evolução de populações com fração de cruzamento 0,5 (e) e 0,9 (d).	133
Figura 65. Evolução da população sem (e) e com (d) restrição para o número de chaves.	134
Figura 66. Evolução de uma população de 60 indivíduos para o caso de 1062 PCs.	135

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.	Exemplo de dados georeferenciados.....	44
Tabela 2.	Exemplo de equipamentos agregados aos trechos de cabo.....	45
Tabela 3.	Pontos reduzidos.....	46
Tabela 4.	Dados de Relatórios de Manobra (RM).....	47
Tabela 5.	Somatório dos dados de falha.....	47
Tabela 6.	Identificação de início e fim de uma manobra.....	49
Tabela 7.	Definição de ramos para a Figura 22.....	51
Tabela 8.	Inicialização da Matriz Lógico-Estrutural para o exemplo da Figura 30.....	62
Tabela 9.	Matriz Lógico-Estrutural acrescida das manobras entre chaves NF e NA.....	63
Tabela 10.	Matriz Lógico-Estrutural acrescida da atuação das chaves fusíveis.....	63
Tabela 11.	Matriz Lógico-Estrutural com tempos x taxa de falha.....	63
Tabela 12.	Matriz Lógico-Estrutural sem os tempos, para o cálculo do FEC.....	65
Tabela 13.	Dados do alimentador teste.....	69
Tabela 14.	Matriz Lógico-Estrutural acrescida das manobras entre chaves NFA e NAA.....	76
Tabela 15.	Pontos Candidatos dos ALs da Figura 40.....	78
Tabela 16.	Indicadores de continuidade dos PCs do AL1.....	78
Tabela 17.	Indicadores de continuidade dos PCs do AL2.....	79
Tabela 18.	Indicadores para o Caso Base com uma chave automática por alimentador.....	93
Tabela 19.	Indicadores para alocação mínima no Caso Base.....	95
Tabela 20.	Indicadores para o UTR celular com uma chave automática por alimentador.....	98
Tabela 21.	Indicadores para alocação mínima no caso de UTR celular.....	99
Tabela 22.	Indicadores para alocação mínima com AG no caso de UTR celular.....	100
Tabela 23.	Indicadores para o caso de UTR por rádio, uma chave por alimentador.....	102
Tabela 24.	Indicadores para alocação mínima no caso de UTR por rádio.....	103
Tabela 25.	Indicadores para alocação mínima com AG no caso de UTR por rádio.....	104
Tabela 26.	Indicadores para o caso de UTR por fibra ótica com uma chave por alimentador.....	107
Tabela 27.	Indicadores para alocação mínima no caso de UTR por fibra ótica.....	108
Tabela 28.	Indicadores para alocação mínima com AG no caso de UTR por fibra ótica.....	109
Tabela 29.	Resumo dos dados e resultados para os quatro casos.....	110
Tabela 30.	Alimentadores e posições determinadas nos quatro casos.....	111
Tabela 31.	Resumo dos tempos de processamento.....	112
Tabela 32.	Principais protocolos usados na automação da distribuição.....	124
Tabela 33.	Modos de aquisição e ciclos de tempo típicos para a obtenção de informações.....	126
Tabela 34.	Resumo dos resultados para as funções de seleção.....	127
Tabela 35.	Resultados para função de seleção Estocástica.....	128

Tabela 36. Resultados para diferentes tamanhos de população.....	129
Tabela 37. Resumo dos resultados para diferentes tamanhos de população.	130
Tabela 38. Diferença de alocação para solução estagnada e ótima.	131
Tabela 39. Resumo dos resultados para diferentes frações de cruzamento.	131
Tabela 40. Resultados para diferentes frações de cruzamento.	132
Tabela 41. Resultados de otimização com restrição para o número de chaves.	134
Tabela 42. Resumo dos resultados de diferentes tamanhos de população para 1062 PCs.	135
Tabela 43. Resultados com 1062 PCs variando o tamanho da população.....	136
Tabela 44. Fatores de Demanda e Potência dos alimentadores.	137



CAPÍTULO 1

APRESENTAÇÃO

1.1 Introdução

Os sistemas de energia elétrica são divididos em três segmentos: geração, transmissão e distribuição. Neste último, a subestação é o ponto inicial de onde partem os alimentadores de média tensão, que abastecem os transformadores que irão levar a energia em baixa tensão até o ponto de conexão dos consumidores. Esse sistema é essencialmente radial, ou seja, há uma única fonte de energia (subestação), e todos os componentes que interligam essa fonte ao consumidor estão associados em série. Problemas decorrem naturalmente dessa operação, tais como o excesso de carregamento nos condutores dos alimentadores mais próximos da subestação e quedas de tensão acentuada (subtensão) nos pontos mais distantes (BROADWATER et al., 1994).

A radialidade característica dos sistemas de distribuição facilita a configuração e manutenção dos equipamentos de proteção, que têm por finalidade impedir a propagação de falhas, especialmente curtos-circuitos. No entanto, uma falha no trecho principal de um alimentador (tronco), causa a interrupção de todos os consumidores do mesmo. Para minimizar o efeito desse tipo de falha existem os sistemas de manobra.

Os sistemas de manobra são constituídos por chaves que podem estar em dois estados, normalmente fechadas (NF) ou normalmente abertas (NA). As chaves do tipo NF são posicionadas ao longo do tronco do alimentador, e tem como finalidade seccioná-lo no caso de falhas a frente delas, ou seja, a jusante do fluxo de energia elétrica. Já as chaves NA são uma opção de caminho alternativo dentro do próprio alimentador, ou podem realizar a conexão com um alimentador adjacente, caso haja uma falta de energia a montante. Nesse

caso, é feita a transferência de cargas de um alimentador para outro, realizando uma manobra de abertura de uma chave NF e fechamento de uma chave NA. Esse tipo de manobra é condicionado a algumas restrições que serão detalhadas no capítulo referente à modelagem do sistema.

A grande maioria dos sistemas de manobra é operada manualmente, o que implica a necessidade de equipes de manutenção, que percorrem o alimentador em busca do local onde ocorreu a falha, identificam o problema, estabelecem uma interface verbal com os centros de operação da distribuição, de forma que haja coordenação das ações em campo e se determine a sequência de abertura e fechamento das chaves. Tal circunstância expõe a operação do sistema a fatores externos cujos resultados podem fugir ao controle da coordenação desta atividade. Fatores como tempestades, congestionamentos de trânsito, quebras de veículos, acidentes de trabalho, falhas na comunicação, longas distâncias a serem percorridas e vias de acesso desfavoráveis são alguns dos indicativos de que a operação do sistema elétrico, dada a essencialidade do seu produto, precisa evoluir para um método mais automatizado (ANTILA et al., 2003).

Com o emprego de chaves de manobra automatizadas, passa a existir a possibilidade de alimentação alternativa de forma imediata, por meio da transferência de carga entre alimentadores. A transferência automática ou telecomandada aumenta consideravelmente a disponibilidade de energia para os consumidores, principalmente em áreas longe do centro de manutenção ou com acessos difíceis para a equipe de manutenção, ou seja, áreas com altos tempos de atendimento (HE et al., 2000). Observa-se ainda em (QIN et al., 1997) que essas chaves também podem funcionar para melhoria do perfil de tensão e alívio de carregamento, realizando a transferência de cargas entre alimentadores.

As mudanças constantes ocorridas no setor elétrico e o contínuo crescimento do mercado de energia implicam investimentos para a melhoria dos padrões de qualidade dos serviços (HARTWRIGHT; COFFEY, 1995). Como grande parte dos custos totais da energia elétrica deriva dos custos dispensados na distribuição, devido à necessidade de expansão do sistema para atender o crescente mercado consumidor, até mesmo para repor partes antigas da rede através de uma manutenção eficaz por parte das concessionárias, uma pequena melhoria na eficiência desse setor será de considerável importância econômica (COELHO et al., 2002).

Nas últimas duas décadas uma crescente atenção tem sido dada para a automação de sistemas de distribuição, como pode ser visto no aumento de capítulos sobre esse tema em livros do segmento (FAULKENBERRY; COFFER, 1996; GERS et al., 1998; BAYLISS, 1999; PABLA, 2005), e em lançamentos de publicações específicas sobre automação da

distribuição (STRAUSS, 2003; MOMOH, 2008). Vários artigos também destacam os benefícios da automação de redes de distribuição (GRUENEMEYER, 1991; RIGLER et al., 1999; RONG-LIANG; SABIR, 2001; GILBERT, 2004).

Contudo, estas chaves automatizadas são equipamentos de custo elevado, entre US\$ 9.000,00^a e € 20.000,00^b, e que demandam um sistema de comunicação e software de gerenciamento. Devido a esse alto custo, não é viável, em um primeiro momento, a sua alocação generalizada em todos os alimentadores de uma rede de distribuição abrangente. Por isso, é necessário um planejamento adequado que considere a viabilidade técnica das manobras e maximize os ganhos possíveis com um número mínimo de chaves. Desta forma, é preciso determinar a alocação ótima dessas chaves dentre uma grande quantidade de possibilidades, o que exige uma análise combinatória complexa, como destacam Matsumoto et al. (2002).

Além da escolha de pontos a serem automatizados, também é necessário decidir sobre o sistema de comunicação que irá transmitir o controle para a configuração de chaves da rede, pois os diferentes meios de comunicação possuem confiabilidades distintas, assim como seus custos associados. Deste modo, Ying et al. (2000) demonstram que o sistema de comunicação pode influenciar significativamente nos indicadores de qualidade da rede de distribuição.

No Brasil, uma outra restrição deve ser considerada, já que a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) regula os serviços de distribuição, cuja qualidade do fornecimento é avaliada por meio de indicadores de continuidade que expressem os valores vinculados a conjuntos de unidades consumidoras, expostos na Resolução N° 024 de 2000 e atualizações. Os principais indicadores são o DEC e o FEC, respectivamente, Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora. Um conjunto de unidades consumidoras abrange uma área geográfica contígua que é atendida pela concessionária, geralmente sendo considerado o município como um todo.

Atualmente, a quantidade de sistemas de manobra automatizados nas concessionárias de distribuição de energia elétrica brasileiras ainda é extremamente pequena. O principal motivo para a não utilização desse recurso é a falta de uma metodologia para avaliar os benefícios que podem advir com a automação. Sem uma modelagem adequada da influência das chaves de manobra automáticas nos indicadores de continuidade do sistema é impossível realizar uma análise de viabilidade do investimento.

^a (CHAO-SHUN et al., 2006).

^b (DE TUGLIE et al., 2004).

Nesse sentido, este trabalho visa compilar as práticas mais comuns da automação de sistemas de distribuição, e estabelecer um arcabouço metodológico para a avaliação dos ganhos que podem ser auferidos com o uso de chaves de manobra automáticas em alimentadores de média tensão, com diversos meios de comunicação.

Dentre as contribuições desta tese destaca-se a modelagem detalhada de alimentadores a partir de uma base de dados georeferenciada, sem redução a blocos de carga, tanto para análise de fluxo de potência quanto para estimação dos indicadores de continuidade, assim como a formulação de um problema de programação inteira para definição dos pontos a serem automatizados em redes de distribuição de grande porte.

1.2 Objetivos do Trabalho

Este trabalho tem por objetivo principal definir uma metodologia para a realização de um estudo de planejamento da automação de sistemas de manobra em redes de distribuição de grande porte, de forma a permitir quantificar os ganhos que podem ser obtidos com tal automação. Para contemplar este objetivo é necessário:

- 1) Desenvolver um procedimento para aquisição de dados, a partir de informações da concessionária, sobre a rede elétrica e ocorrências de falha;
- 2) Processar e condicionar essas informações para possibilitar uma modelagem detalhada do sistema;
- 3) Implementar rotinas e cálculos necessários para determinar as probabilidades de falhas e as variações de tensão e corrente ao se realizar manobras de transferência de carga entre alimentadores;
- 4) Avaliar os indicadores de continuidade DEC, FEC e a Energia Não Suprida (ENS) do sistema existente;
- 5) Verificar a influência da alocação de pares de chaves automáticas, na configuração NF-NA, nesses indicadores;
- 6) Montar um problema de programação inteira que determine, de maneira eficiente, uma quantidade mínima de chaves e a combinação de posições que resultará em um máximo aproveitamento.

Na revisão bibliográfica foram encontradas várias maneiras de solucionar tal problema, porém nenhuma que trate o caso brasileiro, em que existem as metas de qualidade para os conjuntos consumidores. Também são poucas as referências que apresentam resultados para sistemas de distribuição de grande porte, e existe divergência entre os métodos

de solução empregados. Sendo assim, neste trabalho serão comparados dois algoritmos de programação inteira com propriedades distintas, a fim de validar os resultados obtidos.

Outro objetivo é avaliar a influência de diferentes sistemas de comunicação sobre a configuração determinada. As principais diferenças entre estes sistemas são a abrangência, ou alcance, e a confiabilidade na transmissão de dados.

1.3 Estrutura do Trabalho

Este trabalho é composto por mais cinco capítulos, três apêndices e um anexo que discorrem sobre a automação de redes de distribuição, a modelagem do problema de alocação de chaves e sua resolução.

O Capítulo 2 contempla uma revisão bibliográfica onde é abordado o emprego de diferentes tipos de sistemas de automação da distribuição, em diversas empresas e países, destacando as suas principais características. Tal revisão serve de base para a definição do problema de planejamento de um sistema para o caso brasileiro, no qual a grande maioria das redes ainda não possui chaves de manobra automáticas e existe a regulação de indicadores de continuidade de fornecimento. Então é feita uma compilação dos principais sistemas de automação da distribuição, os quais serão definidos em três níveis. Também é desenvolvida uma revisão sobre os critérios de planejamento para a alocação de chaves de manobra em redes de distribuição e os algoritmos de busca combinatória utilizados com esse objetivo.

Por sua vez, o Capítulo 3 define a modelagem necessária para realizar a aquisição de dados da concessionária com a finalidade de se realizar estudos de fluxo de potência e representar analiticamente os indicadores de continuidade de um sistema de distribuição de grande porte. Nesse sentido, são verificados os equipamentos de proteção e suas características de atuação, são determinados os pré-requisitos para os pontos candidatos a receberem uma chave automática, e a forma para se calcular os indicadores em alimentadores de grande porte. Define-se a Matriz Lógico-Estrutural, que integra a teoria de grafos e a filosofia de proteção de redes de distribuição e permite o cálculo de indicadores individuais para cada ponto de consumo, sem reduzir os alimentadores a blocos de carga. Isso permite uma modelagem mais realista do problema, de modo que a posição escolhida para uma chave, bem como seus efeitos obtidos nas simulações, possa ser reproduzida no alimentador real.

O Capítulo 4 descreve a metodologia proposta, ilustrada por um fluxograma. É conduzida uma análise da influência da modelagem das falhas na alocação de chaves seccionadoras, destacando a importância do cálculo das taxas de falha e reparo por trecho de alimentador. São discutidos os ganhos computacionais obtidos com a redução de pontos

definida no Capítulo 3, e com a modificação da Matriz Lógico-Estrutural pela posição da chave automática NF, assim como pela redução do espaço de busca por meio de uma análise de dominância entre os pontos candidatos. O problema de busca combinatória é desenvolvido com o objetivo de minimizar a Energia Não Suprida e o número de chaves a serem alocadas, levando em consideração as metas dos indicadores de continuidade determinadas pelo órgão regulador para cada conjunto consumidor. A formulação desse problema é demonstrada para dois métodos de programação inteira, o Branch-and-Bound e o Algoritmo Genético.

O Capítulo 5 apresenta o sistema teste baseado em um sistema real de uma concessionária brasileira, contemplando 36 alimentadores com possibilidade de interligação por 54 chaves normalmente abertas (NA), 4 conjuntos consumidores e um histórico de falhas de 3 anos. São feitos quatro estudos de caso, sendo um caso base que serve de referência, e outros três com sistemas de comunicação diferentes, que variam em abrangência e confiabilidade. Para cada um dos casos é feita a otimização visando minimizar o número de chaves automatizadas a serem alocadas e a Energia Não Suprida do sistema, atendendo a uma redução mínima de 10% nos indicadores DEC e FEC dos quatro conjuntos. Essa otimização é realizada pelos dois métodos expostos no capítulo anterior. No final do capítulo, um resumo sobre a melhoria na qualidade do fornecimento de energia elétrica obtida com a automação de um número mínimo de chaves de manobras, a influência do sistema de comunicação, e a eficiência de ambos os métodos utilizados são discutidos.

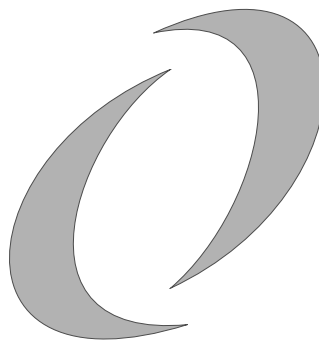
No Capítulo 6 são feitas as considerações finais sobre as contribuições e conclusões deste trabalho, e também são apresentadas sugestões para trabalhos futuros.

O Apêndice A contém uma compilação dos principais meios de comunicação disponíveis para uso na automação de sistemas de distribuição, bem como das topologias e protocolos envolvidos nesse processo.

O Apêndice B traz uma série de testes de otimização com diferentes parâmetros para o Algoritmo Genético utilizado na resolução do problema de alocação de chaves em sistemas de distribuição de grande porte, com o objetivo de estabelecer a relação paramétrica mais eficiente.

No Apêndice C consta uma tabela com os fatores de demanda e potência utilizados nas simulações de fluxo de carga de cada alimentador.

O Anexo I expõe a fórmula utilizada pela agência reguladora dos serviços de distribuição, a ANEEL, para aplicar multas às concessionárias cujos indicadores de continuidade de conjunto ultrapassaram as metas determinadas.



CAPÍTULO 2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Automação no Mundo

O conceito de automação da distribuição teve início na década de 70 com o desenvolvimento das tecnologias de microprocessadores, informática e telecomunicações. No entanto, apenas algumas poucas empresas apostaram na aplicação deste conceito em seus sistemas de distribuição. Na década de 80, com o sucesso na melhoria da qualidade de fornecimento apresentado pelos primeiros sistemas, uma série de projetos-pilotos apareceu pelo mundo. Com o amadurecimento dos conceitos e da tecnologia envolvida, crescimento das exigências regulatórias e dos consumidores, a década de 90 foi o cenário de grandes projetos de automação da distribuição nos países desenvolvidos, enquanto em demais países como o Brasil esta questão era avaliada de modo superficial. No início deste século, novos avanços na tecnologia digital e o aprimoramento de sensores e meios de comunicação tornaram a automação mais acessível.

De acordo com Pahwa (2005), muitas empresas ainda acham difícil justificar o custo/benefício da automação apenas com números. O principal motivador da implantação de sistemas automáticos na rede de distribuição é realmente o aumento da eficiência, confiabilidade e qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica.

Outra barreira vista pelas empresas que pretendem investir em automação é o ciclo de vida muito curto de alguns projetos. Na verdade, a obsolescência dos relés e das remotas é um fator que provoca novos investimentos devido aos ganhos que podem ser obtidos com a renovação do sistema. Mesmo as empresas que já possuem um sistema automático satisfatório buscam essa atualização incessantemente. Tem-se o exemplo do Japão, que é um país pioneiro na automação de redes de distribuição, e cujas concessionárias de distribuição de

energia estão expandindo e aperfeiçoando seus sistemas há mais de 30 anos. Consequentemente, o Japão tem os menores índices de tempo de interrupção do mundo, muito à frente dos demais países que já empregam sistemas similares, como mostra a Figura 1 (FUJISAWA; KUROKAWA, 2002).

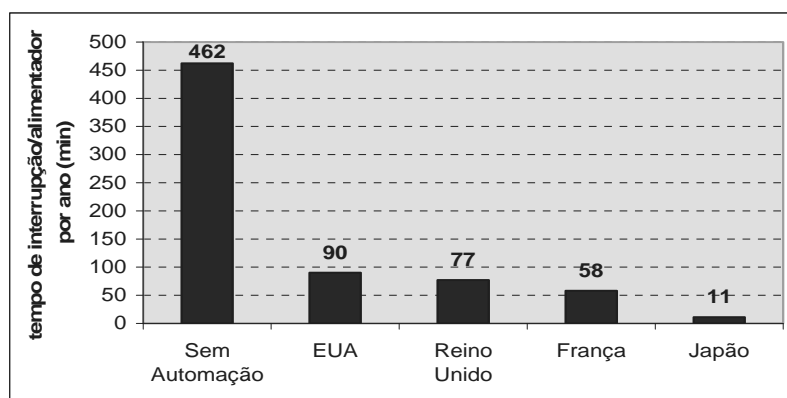


Figura 1. Tempo de interrupção por alimentador por ano em alguns países.

A figura acima apresenta a disparidade do tempo de interrupção entre os países que são os maiores usuários de automação da distribuição e um em que esta tecnologia não está presente. No Japão, onde a grande maioria dos sistemas conta com chaveamento automático, o tempo de interrupção por alimentador é de apenas 11 minutos por ano, sendo somente 2,3% do tempo médio em lugares em que este recurso não está presente. No ano de 2007, a duração de interrupção equivalente por consumidor no Brasil variou de 233 a 3415 minutos^c entre as concessionárias.

A seguir são apresentados os casos de emprego de automação da distribuição em várias empresas de diferentes países, e mesmo sem comparações diretas, é possível se perceber a variação de configurações, quantidades e abrangência dos sistemas. Os motivadores que levaram a automação também são os mais diversos, entre os quais se destacam a pressão da regulamentação e a competição pelo mercado de energia. O processamento das informações em tempo real, para se obter a situação dos processos e dos limites que podem ser atingidos sem que se comprometa a disponibilidade e a segurança dos equipamentos e do sistema elétrico, torna-se um grande diferencial competitivo.

Outro ponto de divergência é o desenvolvimento do projeto de automação, que pode ser feito na própria empresa, lento e de evolução gradativa, ou uma rápida implantação pela contratação *turnkey*, em que empresas terceirizadas vendem um pacote pronto de equipamentos e sistemas de supervisão e controle.

^c Dados disponíveis em www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=80

Também é relevante compreender que não existe um senso comum para a metodologia de planejamento, pois as empresas enfrentam realidades distintas, e muitas delas não vêm apenas o retorno financeiro como variável de decisão, principalmente a curto prazo.

2.1.1 Japão

Segundo Matsumoto et al. (1999) a *Kansai Electric Power Co.* (KEPCO) tem o fornecimento de energia elétrica mais confiável do mundo. Começou com sistemas auto-religadores na década de 70, e em 1986 desenvolveu o conceito de “sistema integrado de automação da distribuição” baseado em tecnologias de computação e telecomunicações. Possui cerca de 60.000 Unidades Terminais Remotas (UTRs) dividindo os alimentadores em várias zonas de proteção. Emprega quatro diferentes sistemas de comunicação: par metálico, cabo coaxial, fibra ótica e PLC, sendo que em cada região foi adotado o sistema mais econômico dentre esses quatro. A duração média de interrupções foi reduzida de 57 minutos para menos de cinco dentro das áreas automatizadas.

A *Chubu Electric Power Co.* (CEPCO) implementou um dos mais modernos sistemas de distribuição automatizados já em 1986. Uma das grandes cidades sob sua concessão, com mais de 8 milhões de consumidores, tinha automatizado 13% de todas as chaves de manobra em 1992. A duração de interrupções por número de consumidores afetados diminuiu drasticamente dentro do sistema automatizado. O tempo para início do atendimento (TMA) diminuiu em 25 minutos, o tempo até o fim da operação de restauração diminuiu em 53 minutos, e o tempo de restauração da seção sob falta diminuiu em 30 minutos. Isso se deve ao fato do sistema ser altamente manobrável e o gerenciamento das operações executar algoritmos de reconfiguração otimizados. Uma das principais vantagens de um sistema abrangente como este é a confiabilidade e agilidade das manobras agendadas, que nesse caso, chegava a média de uma por dia (OONO et al., 1992).

A *Tokyo Electric Power Co.* (TEPCO) vem desenvolvendo seu próprio sistema de automação da distribuição desde a década de 80, mas aplicava chaveamentos temporizados já na década de 50. Koizumi et al. (2005) apresentam o esquema padrão utilizado pela TEPCO, que consiste em dividir os alimentadores aéreos em 6 áreas compostas por 3 seções definidas entre duas chaves mais 3 chaves de interconexão (Figura 2), e cada alimentador opera a 75% de sua capacidade com a possibilidade de adquirir os outros 25% em caso de falha em um alimentador adjacente. Tal quantidade de conexões e reservas de capacidade permite uma operação mais efetiva da rede de distribuição e contribui para postergar investimentos de expansão, inclusive de subestações. As UTRs usam comunicação por fibra ótica.

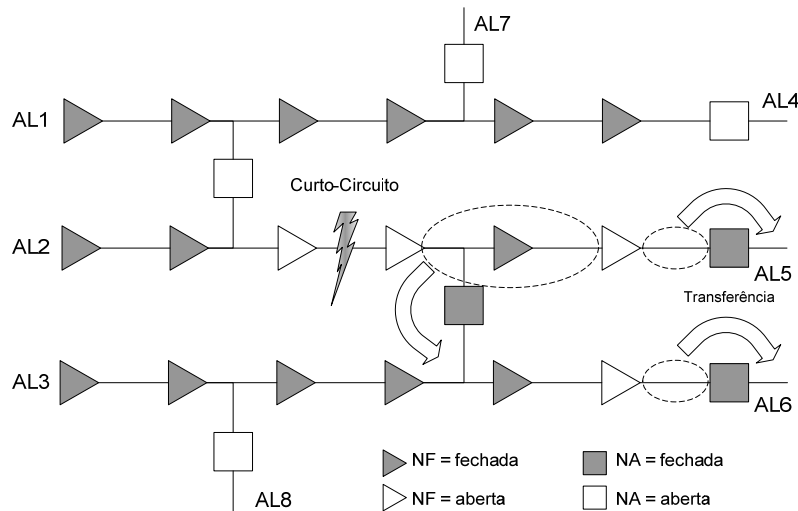


Figura 2. Esquema de transferência automática na TEPCO.

2.1.2 Reino Unido

A política regulatória inglesa recompensa as empresas que investem em melhoria da qualidade de seus sistemas, além de incentivar a competição entre as companhias pelo fornecimento de energia elétrica. Assim, a *London Power Networks* (LPN), que gerencia 8000 km de linhas de 11 kV com altas densidades de carga e consumidores, resolveu investir na automação de seu sistema de distribuição. Um projeto piloto com 30 UTRs mostrou resultados tão satisfatórios que gerou um plano de automação com 4000 UTRs controlando chaves e monitorando o estado da rede que envolve 1700 alimentadores e 100 subestações. A comunicação com as UTRs é feita através de rádio e linhas telefônicas com comandos centralizados e distribuídos. Com isso, a LPN consegue restaurar 75% de um alimentador sob falta em menos de 3 minutos (WALTON, 2001).

Ault et al. (2005) noticiam que além dos aspectos da regulamentação, outro fator que está estimulando o aumento significativo da automação da distribuição no Reino Unido é a geração distribuída (GD). Isto contrasta com os motivadores nos EUA, que são o aumento da qualidade e confiabilidade do fornecimento, e apesar dos objetivos destes países serem diferentes, a tecnologia empregada é essencialmente a mesma. No Reino Unido ainda existem mais dois esquemas de incentivo à automação, que são o Fundo de Iniciativa à Inovação e as Zonas Registradas. O primeiro, assim como o programa de pesquisa e desenvolvimento (P&D) da ANEEL, encoraja o desenvolvimento de pesquisas nas distribuidoras, enquanto o segundo determina áreas para testes de novas tecnologias sob acordos de performance e parâmetros financeiros. Por esses motivos, as concessionárias estão buscando alocar geração distribuída com automação suficiente para controlar as próprias fontes e a rede de distribuição de forma dinâmica e coordenada, criando o chamado Gerenciamento Ativo da Rede.

2.1.3 EUA

Nos Estados Unidos não existe uma regulação centralizada dos serviços de distribuição de energia, e há uma grande diversidade de empresas. A seguir, são resumidos quatro casos de automação da distribuição apresentados por Beaty e Hoske (1992).

A *Public Service Electric & Gas Co.* de Newark-NJ possui um sistema de automação da distribuição que integra supervisão, controle e aquisição de dados (SCADA), gerenciamento de carga, e leitura de medidores automática (AMR). Esse sistema, juntamente com a tecnologia AM/FM^d, proporciona uma visão em tempo real do estado da rede elétrica, auxiliando os serviços de restauração, análise dinâmica e planejamento. A comunicação é feita através de *packet-radio*, sendo que algumas UTRs de tecnologia anterior sofreram *retrofit* para proteger o investimento.

A *Alabama Power Co.* implementou a automação da distribuição em todo o seu território em 1991. O esforço começou em 1985 com a extensão do sistema SCADA para além da cerca das subestações, ao longo dos alimentadores. Empregando o conceito de time para integrar os diferentes departamentos da empresa, montou dois sistemas pilotos em 1986 com a tecnologia de rádio central de múltiplos endereços (MAS).

Em Nova York, a *Consolidated Edison Co.* tem um sistema de monitoramento de religadores a vácuo em seus alimentadores aéreos de 27, 13 e 4 kV baseado em rádios de 900 MHz. Um arranjo típico utiliza cinco religadores em um anel, consistindo de dois religadores na SE, dois em pontos médios de cada alimentador e um fazendo a conexão normalmente aberta. Na área da *Staten Island* existiam 19 destes anéis.

A *Northern States Power* (NSP), utilizou com amplo sucesso a Automação da Distribuição para adiar uma expansão de subestação que custaria US\$ 2 milhões. A NSP necessitaria expandir a maior das duas subestações da cidade adicionando uma terceira fonte de 43,4 MVA ou, alternativamente, com a automação de cinco alimentadores entre as subestações, permitir rápida transferência de cargas durante situações de emergência. Quando as justificativas financeiras foram desenvolvidas para cada solução potencial, a decisão estava clara: o menor custo da solução pela automação da distribuição permitiu a NSP adiar a maior despesa por no mínimo seis anos, optando por um investimento de US\$ 760.000 em 16 sistemas de manobra com supervisão remota, cada um com uma UTR a rádio, mais 16 bancos de capacitores montados em pedestais.

^d AM/FM = *Automated Mapping and Facilities Management*, proporciona o cadastramento e gerenciamento digital de informações de infra-estrutura integrado ao sistema georeferenciado.

Em (ATWELL et al., 1996) é apresentado como a *Lakeland Electric & Water* (LEW) da Florida automatizou um distrito industrial de mais de 600 mil metros quadrados, muito afetado por descargas atmosféricas e vendavais. O fato dos danos geralmente serem severos e demorarem de 45 minutos a várias horas para serem reparados não podia mais ser tolerado pelos consumidores. Então a LEW tomou a decisão de instalar 6 chaves de manobra automatizadas na rede, dividindo o sistema de distribuição em 4 zonas. O sistema automaticamente detecta e isola a seção falhada, restabelecendo seções adjacentes que estão com falta de energia em menos de 1 minuto, permitindo à equipe de reparo agir diretamente na causa do defeito.

2.1.4 Canadá

A *Hydro-Quebec* instalou seu primeiro sistema piloto de automação em 1984, envolvendo 22 alimentadores de 25 kV, 3 subestações e cerca de 50 mil consumidores. Em 1987, o programa foi expandido com a integração de equipamentos de segunda geração. Na época, a *Hydro-Quebec* construiu seus próprios equipamentos, já que não existiam itens comerciais que atendessem às características de seu ambiente. Assim, descobriu-se que as baterias de chumbo-ácido do tipo gel podiam suportar temperaturas variando de -25°C a 50°C e durar em torno de 8 anos alimentando as UTRs (BEATY; HOSKE, 1992).

A *BC Hydro* é uma das maiores concessionárias do Canadá, servindo 1,6 milhões de consumidores na província da Colúmbia Britânica, e começou seu plano de migração para a automação da distribuição no final dos anos 90. Markushevich et al. (1994) dizem que apesar de ser uma empresa pública, a *BC Hydro* é altamente voltada para o consumidor, e desenvolveu seu planejamento com a metodologia de Valor de Serviço. O sistema foi agregado em alimentadores típicos divididos em quatro regiões, e o custo evitado para o consumidor devido ao aumento da confiabilidade foi baseado no Valor de Serviço de 5,00 US\$/kWh. Estudos verificaram que todos os tipos de automação da rede são atrativos para a *BC Hydro*, com exceção da aplicação em larga escala de AMR via comunicação bi-direcional com os consumidores. A redução de carga no pico da demanda devido ao controle de tensão e reconfiguração de alimentadores gerou uma economia de 1500 GWh/ano. Já o sistema supervisor e a recomposição automática reduziram a duração de interrupções em 20%, introduzindo um lucro que varia de US\$ 2,8 a 361 mil por circuito, pois as seções sem falha e sob falta são reenergizadas em menos de 5 minutos.

2.1.5 China

A experiência da *Yancheng Power Bureau's* (YPB), distribuidora chinesa que vem implementando automação em seu sistema de distribuição com cinco SEs e 42 alimentadores desde 1996, mostra que em quatro anos seu Sistema de Gerenciamento Automático (SGA) atuou em mais de 200 ocasiões, reduzindo o tempo de interrupção de uma média de 35 minutos para menos de 3 minutos. O SGA adicionou 130 MWh de energia consumida por ano, e estima-se que mais de US\$ 18 Milhões em custos de produção social. Espera-se que a implementação do SGA tenha atingido retorno financeiro dentro de cinco anos (HUAILIAN; GUILONG, 2003).

A partir de 1994 a *CLP Power*, distribuidora responsável pela distribuição de energia em Hong Kong, iniciou um grande projeto de automação no regime *turnkey* com a ABB, para implantar ao longo de 6 anos um total de 6.000 UTRs, 200.000 pontos de medição e controle remoto de mais 50.000 objetos, com o objetivo principal de reduzir consideravelmente os tempos de interrupção nos seus alimentadores de 11 kV. Todos esses equipamentos são controlados por um sistema informatizado que realiza cálculos de fluxo de potência em tempo real para localizar falhas e reconfigurar a rede de distribuição de forma automática. Tannlund e Björkman (2000) relatam que tal projeto envolveu a participação de mais de 50 especialistas de diferentes áreas por mais de 65 mil horas, gerando um ritmo de comissionamento de 3 a 4 novas UTRs por dia de trabalho.

Em (ZHIHONG et al., 2006) é apresentada a rede de distribuição da *Yangjiaping Power Supply Bureau*, que é formada por 17 subestações com 347 alimentadores de 10 kV e 90 posições de chaveamento que atendem um ambiente puramente urbano com cerca de 250 mil consumidores. Dentre estes, 42 posições de chaveamento foram automatizadas, envolvendo 54 alimentadores. O projeto de automação começou em 2003 e foi concluído em 2005, e conta com um sistema de comunicação através de fibra ótica numa topologia em estrela com o nó mestre no centro de controle de operação. Sendo um sistema complexo, a automação possibilita: localização de faltas, recomposição automática, transferência de carga e reconfiguração sob demanda. Também são monitorados os dados de corrente e tensão em tempo real e apresentados para o operador em um esquema georeferenciado (AM/FM). O sistema automático melhorou consideravelmente a eficiência do gerenciamento e tomada de decisão, aumentando a qualidade e confiabilidade do serviço de fornecimento e reduzindo os custos de operação.

2.1.6 Brasil

A maioria dos sistemas ditos de automação no Brasil são na verdade sistemas de monitoramento e controle, pois muitas vezes é necessária a intervenção de um operador para decidir a manobra a ser feita. Porém, com a obsolescência destes sistemas de primeira geração, algumas empresas estão começando a investir em sistemas realmente automáticos, cujos projetos são resumidos a seguir. Aliás, a divulgação de trabalhos sobre automação da distribuição brasileiros ainda é pequena, pois muito pouco sobre o assunto têm aparecido nos principais seminários do país, como o SENDI e SIMPASE, faltando especialmente experiências das concessionárias Light (RJ) e Cemig (MG).

A *Bandeirante Energia*, empresa do Grupo EDP que atende 28 municípios do Estado de São Paulo, definiu em 2002 uma política de investimento para três anos, destinando R\$ 120 milhões a projetos de modernização da empresa, dentre eles o telecomando e a automação das redes elétricas. A necessidade de implantação imediata de telesupervisão e telecontrole em religadoras automáticas instaladas na rede primária de distribuição, associada a uma UTR miniaturizada, otimização dos recursos de infra-estrutura, além da introdução de meios de comunicações alternativos de baixo custo operacional e de manutenção, resultou no desenvolvimento de uma unidade Micro Remota de arquitetura aberta (Figura 3), com módulo integrado de comunicação via celular CDMA-2G (GARDIMAN et al., 2002). Em 2004 a empresa contava com 210 UTRs instaladas na rede de distribuição (Figura 4).



Figura 3. Micro Remota celular desenvolvida pela Bandeirante.

A *Elektro*, que atende 223 municípios do Estado de São Paulo e cinco municípios do Estado do Mato Grosso do Sul, somando mais de 74.300 km de rede primária, desenvolveu um projeto de substituição e modernização de seus sistemas de proteção, supervisão e controle, devido ao fim da vida útil dos equipamentos e pela falta de peças para reparos. O projeto foi implementado por meio da contratação *turnkey*, com um tempo médio de 60 dias para a modernização de uma subestação, e permitiu desenvolver um grande número de lógicas de automatismos e de intertravamentos virtuais, que asseguram a confiabilidade de operação do sistema. Os indicadores de qualidade da empresa melhoraram consideravelmente devido à otimização da operação e à redução dos tempos de interrupção dos clientes (SOUSA; BARON, 2005).

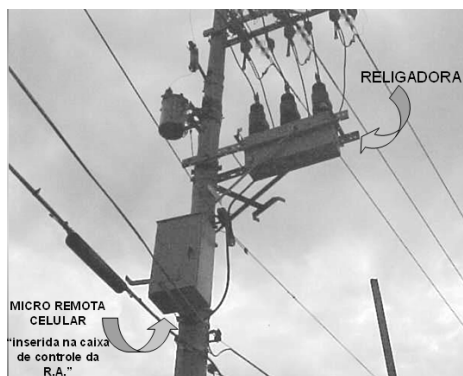


Figura 4. Micro Remota instalada em um alimentador de distribuição.

Frisch et al. (2000) contam que a *Companhia Paranaense de Energia* (Copel) começou a desenvolver seu Plano Diretor de Automação em 1992, definindo que toda a operação das subestações seria baseada em sistemas de controle e supervisão digitais. O projeto foi realizado pela própria Copel e teve como característica principal ser independente de fornecedores (plataforma aberta), sendo composto por 90 chaves de rede, 99 subestações de distribuição e 84 subestações de transmissão automatizadas. O artigo (MARQUEZ et al., 2004) apresenta a conclusão desse processo nas SEs da companhia. Outro desenvolvimento da Copel na área de automação da distribuição é o de uma UTR para controle de religador de poste com sistema de comunicação utilizando telefonia celular 2.5G com tecnologia GPRS e protocolo DNP3 (ZAMBENEDETTI et al., 2005).

A *Companhia Paulista de Força e Luz* (CPFL) dispõe de um sistema supervisório de segunda geração que possibilita maior flexibilidade para o ambiente do operador, bem como melhores possibilidades de gerenciamento do sistema elétrico com elevada quantidade de informações disponibilizadas em tempo real. O sistema emprega softwares e protocolos realmente abertos, com desenvolvimento por equipe própria da CPFL, mais equipamentos padrões de mercado para ter garantia de conectividade, expansibilidade e modularidade (PAIVA et al., 2005).

O *Grupo Rede Caiuá* desenvolveu um equipamento automático para proteção e monitoração da baixa tensão de transformadores de distribuição convencionais (Figura 5), já que desde 1996 vinha levantando os defeitos ocasionados na rede secundária e percebeu que 77% das falhas eram de natureza temporária. Este equipamento pode medir as correntes e tensões das três fases, calcular a energia em kWh que foi posta à disposição pelo transformador e enviar as informações através de linha discada, além de realizar a proteção de sobre/sub-tensões e interrupção de sobrecorrentes (OKUYAMA, 2002).



Figura 5. Religador de rede secundária.

2.1.7 Outros

A *Luz y Furza del Centro*, distribuidora responsável pelo fornecimento de energia aos 5 milhões de consumidores da Cidade do México, possui 930 alimentadores variando de 4 a 140 km, a maioria em 23 kV e com um bom número de interligações. A empresa já possuía metade de suas 126 subestações totalmente independentes de operadores, e planeja chegar a 2010 com 200 pontos automatizados em subestações, mais 3000 chaves com comunicação via rádio MAS (900 MHz licenciado) e 2000 bancos de capacitores controlados via *pager* ou rádio VHF (CACERES et al., 2001).

Segundo Santana et al. (2002), a distribuição de energia para a cidade de Havana conta com sistema SCADA e alguma automação em 15 subestações, mais 10 alimentadores importantes com chaves telecomandadas via rádio truncado UHF, com o objetivo de dar maior qualidade ao setor turístico da capital cubana. As chaves foram alocadas com base nos seguintes critérios: taxa de falha dos alimentadores, tempo total de interrupção anual, tipo de causas (transitórias ou permanentes) e carga do circuito. Esses parâmetros foram transformados em custo do kWh por alimentador, de forma a destacar os mais importantes.

A *Compañía General de Electricidad* é responsável pelo fornecimento de energia na região de Concépcion no Chile, e partiu para a implementação de automação de chaves na rede de distribuição devido à pressão das metas regulatórias impostas aos indicadores de continuidade. O conceito adotado foi o de instalar quatro chaves automatizadas por alimentador, duas Normalmente Fechadas (NF) e duas Normalmente Abertas (NA), de forma a dividir o circuito em três partes com carregamentos iguais. Assim, em caso de falha permanente, apenas 33% da carga do alimentador ficaria interrompida até o reparo pela equipe de manutenção. A comunicação é feita por rádio UHF de 470 MHz. A empresa espera automatizar todos seus alimentadores num período de 5 a 8 anos (RIQUELME, 2002).

A distribuidora Sérvia *Elektromorava Power Distribution Co.* utiliza há alguns anos um sistema de gerenciamento da distribuição (DMS) muito completo, produzido no próprio

país, que integra uma série de funções automáticas de medição, operação e controle. Sendo interessante o controle dinâmico de energia ativa para maximização do faturamento da concessionária, que mantém a tensão ao longo do alimentador próxima do limite máximo, o que causa o aumento do consumo de energia em cargas com impedância constante. Os lucros também advêm da minimização do tempo de desligamento e das perdas, e do melhor gerenciamento e planejamento da rede de distribuição proporcionado pelo monitoramento de variáveis em tempo real e de simulações. Ristic (2004) afirma que o software DMS tem um retorno financeiro de menos de um ano, e adiciona lucros no valor de 5% da energia comprada anualmente, cerca de 10 vezes o valor do investimento. Tal afirmação não leva em conta as instalações dos equipamentos de campo (chaves, relés, TCs e TPs, etc.), nem do sistema de comunicação.

A italiana *Enel Distribuzione* é o maior exemplo do uso da telefonia celular na automação, pois tinha como objetivo a instalação de 80.000 UTRs via celular GSM para controlar postos de transformação MT/BT e chaves religadoras até 2004. As UTRs realizam a localização e o isolamento da falta automaticamente e ainda monitoram e controlam um sistema de aterramento dos transformadores via bobina de Petersen. Com isso, a Enel conseguiu a redução de 20% do indicador de duração de interrupção acumulada e uma redução média de 31 minutos por falha dentro do sistema automatizado. De acordo com Bargigia et al. (2004), o período de retorno do investimento foi de apenas quatro anos devido aos custos evitados de penalizações e deslocamento de equipes, mais a bonificação oferecida pelo regulador. A Enel também está desenvolvendo um sistema de telegestão de faturamento (AMR), com medidores eletrônicos para todo tipo de cliente, que usará a estrutura de comunicações GSM ou transmissão via satélite para áreas fora da cobertura celular.

Krishna Rao et al. (1995) relatam que o bombeamento de água para agricultura contribui com 80% dos picos de demanda e 40% da energia anual vendida na Índia, e que por isso a *Andhra Pradesh State Electricity Board* (APSEB) está preocupada em desenvolver sistemas de gerenciamento de carga automáticos. As perdas na rede elétrica indiana chegam a mais de 25%, e além disso, a taxa de falha anual dos transformadores é de 20%, devido principalmente à sobrecarga. Sendo assim, estudos mostraram que um sistema de corte de carga nos transformadores comandado via rádio VHF mais o controle de banco de capacitores é extremamente atrativo. Já o controle de chaves seccionadoras e a medição remota não apresentaram uma relação de benefício/custo maior que 1, deixando o aumento da confiabilidade e continuidade do fornecimento em segundo plano.

2.2 Níveis de Automação

No item anterior foram apresentados diferentes esquemas de automação de redes de distribuição que aparecem na literatura, principalmente a proteção e atuação de recursos para suprimir curtos, isolar faltas e restaurar o sistema. Contudo, existem alguns tipos que se destacam, sendo mais comumente empregados por diferentes empresas. É feita aqui uma compilação dos principais tipos definidos em três níveis de automação, resumindo sua forma de ação e principais componentes (SPERANDIO et al., 2005).

2.2.1 Nível 1: Automação da Subestação

Dado um sistema de geração e transmissão confiável, o primeiro passo para continuar a melhoria da qualidade de fornecimento é a automação da subestação de distribuição (ADAMSON et al., 2004). Com a substituição de relés eletromecânicos por dispositivos eletrônicos inteligentes (IED – *Intelligent Electronic Device*), que integram funções de monitoramento e controle, juntamente com equipamentos de atuação motorizada ou pneumática é possível realizar uma série de automatismos. Alguns exemplos são o controle automático do arranjo de barramento, a fim de permitir rápidas transferências de carga e confiabilidade nas manobras; monitoramento da tensão e corrente no barramento e na saída dos alimentadores, para atuar na proteção do circuito e no controle de tensão e reativos por meio de banco de capacitores (BC) e do ajuste de taps^e sob carga (LTC – *Load Tap Changer*), como mostra a Figura 6. O uso de IEDs permite a configuração de esquemas de seletividade lógica e a rápida adaptação de ajustes, conferindo flexibilidade ao sistema para acompanhar a variação diária da carga, que pode ser significativa.

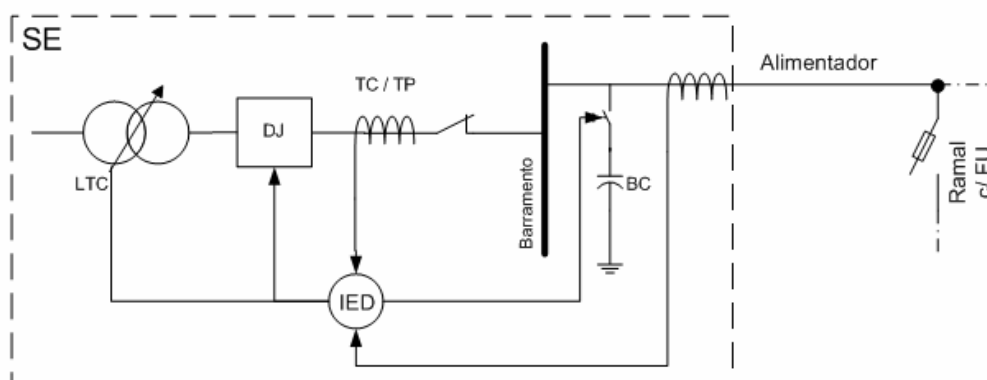


Figura 6. Configuração típica de uma subestação automatizada.

^e Ponto de conexão ao longo dos enrolamentos de um transformador que permite alterar a relação de transformação.

A existência de equipamentos dotados de religamento automático requer a coordenação com outros equipamentos de proteção, de acordo com uma sequência de operações preestabelecida. O objetivo da coordenação é evitar que falhas transitórias causem a operação de dispositivos de proteção que não tenham religamento automático e que, no caso de defeitos permanentes, a menor quantidade possível da rede fique desligada; enquanto o objetivo da seletividade é fazer com que o equipamento de proteção mais adequado opere imediatamente. O estudo da coordenação e da seletividade é feito pela superposição das curvas características tempo x corrente dos diversos equipamentos, geralmente num gráfico bi-log, com o objetivo de adequar a ação de cada equipamento.

A configuração mais comum é a de um relé e disjuntor (DJ) com função religadora na saída do alimentador, coordenado com as chaves fusíveis (FU) ao longo da linha principal. Isso evita grande parte da queima de fusíveis, e sua consequente troca, reduzindo o tempo da interrupção (DEC), já que 80% das falhas são de tipos não permanentes. Isso pode resultar em uma redução de 40 a 50% do valor do indicador de duração, e como o tempo de religamento é de apenas alguns ciclos, a ocorrência da falta pode nem mesmo ser computada (FEC). Contudo, a perda de seletividade do fusível transmite a falta até a SE e a atuação do relé atinge todo o alimentador (WARREN, 1992).

2.2.2 Nível 2: Automação de Chaves de Manobra

O uso de proteção avançada para redes radiais^f, onde chaves religadoras são alocadas em pontos distantes da subestação, permite a extinção de falhas temporárias sem afetar todo o alimentador, e no caso de falhas permanentes isola uma porção menor deste (APOSTOLOV et al., 2005). De acordo com Sandez e Tarchini (2002), se forem consideradas uma taxa de falha constante e cargas uniformemente distribuídas, a alocação de uma religadora no meio do alimentador reduz a Energia Não Suprida (ENS) em 25%.

Chaves automáticas, como as que aparecem na Figura 7, podem abrir e fechar o circuito por ação de seus relés locais, ou serem controladas a partir do Centro de Operação da Distribuição (COD) via um canal de comunicação. Muitas dessas chaves já possuem equipamentos para aquisição de dados de tensão e correntes, que transmitidos ao COD pela Unidade Terminal Remota (UTR) permitem o monitoramento em tempo real do carregamento ao longo do alimentador.

^f Redes em que o fluxo de potência vai da subestação para as cargas por apenas um caminho.

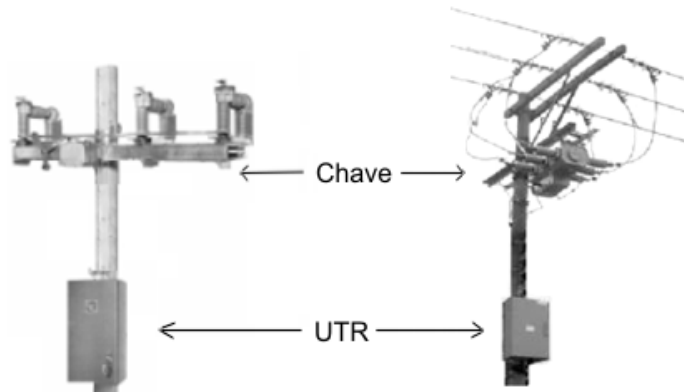


Figura 7. Dois exemplos de chaves automáticas montadas em poste com UTR.

A automação de circuitos em anel aberto é o tipo de configuração mais empregada nas empresas que adotam automação em suas redes. O circuito em anel, ou *loop*, diminui as áreas afetadas por faltas quanto maior o número de chaves, ou menor o trecho entre elas. O esquema é baseado em um circuito com duas fontes de alimentação e um ponto normalmente aberto (NA), como esquematizado na Figura 8. Os alimentadores interligados podem partir de uma mesma SE ou de SEs diferentes. O primeiro caso confere menor confiabilidade, pois caso haja uma falha na própria SE ambos os alimentadores ficarão sem suprimento.

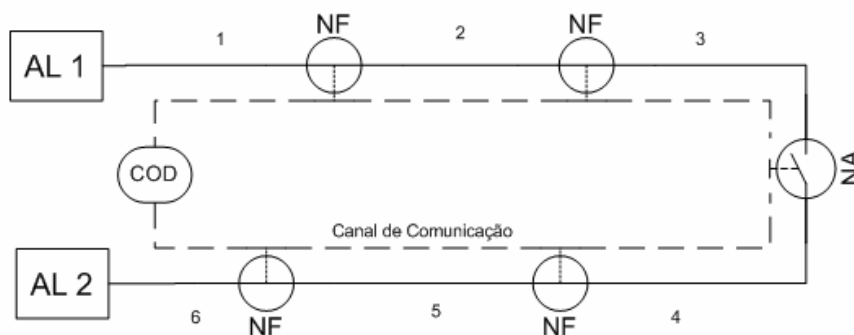


Figura 8. Esquema de chaves automáticas em anel aberto.

As chaves automáticas possuem relés de detecção de sobrecorrente (curto-circuito) e de falta de tensão, e podem trabalhar tanto normalmente fechadas quanto normalmente abertas. Dependem de um meio de comunicação para coordenarem a configuração das chaves mais adequada a cada situação, e agilizar a isolamento do trecho com falha e recomposição dos trechos sob falta. A topologia de comunicação pode ser variada, assim como o gerenciamento do sistema, que pode ser centralizado, distribuído ou misto (Apêndice A).

No exemplo da Figura 8 existem seis zonas de proteção independentes, e caso os condutores sejam dimensionados para atender a todas elas é possível se obter a máxima eficiência do sistema. Na ocorrência de uma falha permanente, apenas o trecho entre duas chaves é imediatamente isolado para aguardar reparo, com as cargas a montante do trecho

avariado sendo restabelecidas após o seccionamento, e as a jusante sendo transferidas para o outro alimentador. Também podem ser usadas funções de religamento automático para evitar desligamentos por falhas temporárias, o que torna o esquema muito confiável e garante níveis mínimos para os indicadores de continuidade do conjunto. Este é o sistema ideal para proteção de clientes importantes como zonas industriais, centros hospitalares ou áreas comerciais. Em (LEHTONEN et al., 2001) é apresentado um modelo para localização, isolamento e restauração de falhas em redes de distribuição de média tensão, que integra medidas adquiridas pelo sistema SCADA com dados georeferenciados da rede, por meio de AM/FM.

Esquemas de automação em anel também podem ser aplicados para realizar o balanceamento de carga entre os dois alimentadores, com o objetivo de redução de perdas de energia nos condutores e no transformador da subestação, ou para alívio de sobrecarga. As perdas de energia nos alimentadores de distribuição são basicamente devido ao efeito Joule, dissipando potência nos cabos sob forma de calor em função do quadrado da corrente elétrica que os percorre. Logo, quanto maior o carregamento dos alimentadores, muito maior será a perda do sistema.

Então, com a possibilidade de realizar a manobra de transferência de carga entre alimentadores por meio do chaveamento automático, é possível a redução de perdas elétricas em tempo real. Em um estudo de caso feito por Dondi et al. (2001) a economia com o balanço de carga varia de 10 a 60 mil Euros por ano por par de alimentador automatizado. Assim, os benefícios da minimização de perdas já seriam suficientes para justificar o investimento em um esquema de automação deste tipo, com um tempo de retorno menor do que três anos.

A transferência de carga com finalidade de redução de perdas segue as mesmas premissas que o restabelecimento de faltas, ou seja, não pode haver violação dos limites de tensão nos pontos de carga, nem de corrente nos cabos. Com isso, os pontos candidatos a receberem chaves automáticas continuam sendo os mesmos.

A principal influência no carregamento dos alimentadores ao longo do dia, e consequentemente nas perdas acumuladas, é o tipo de consumidor conectado e o seu perfil de consumo. Consumidores dos tipos comercial e industrial têm demanda maior durante o horário de trabalho, geralmente das 8 às 19h, já consumidores residenciais concentram sua demanda ao anoitecer, entre 18 e 22h. A soma dos perfis de consumo diário resulta no carregamento do alimentador (Figura 9).

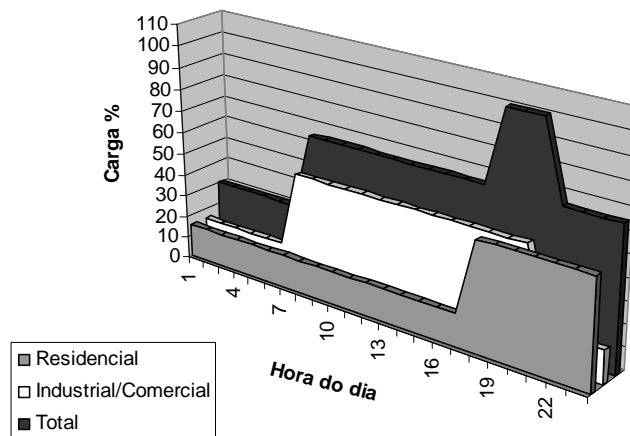


Figura 9. Perfis de consumo simplificados em dois níveis.

A Figura 9 apresenta dois perfis de consumo, um com a característica de consumo residencial e outro com o tipo industrial e/ou comercial, simplificados em dois níveis, que compõem a curva de carregamento total do alimentador com três níveis. Nesta figura pode-se perceber que o alimentador opera por pouco tempo com o carregamento máximo, e que existe uma clara distinção entre a demanda dos tipos de consumidores.

Supondo que dois alimentadores com possibilidade de interligação (chave NA) tenham um perfil de consumo distinto, por exemplo, um distribui energia em um centro comercial e o outro em um bairro residencial. Seria interessante que durante o dia parte das cargas comerciais fossem repartidas com o alimentador de predominância residencial, e a noite ocorresse o contrário, com cargas residenciais sendo transferidas para o alimentador de predominância comercial (Figura 10). Assim, as perdas elétricas seriam minimizadas, e os alimentadores e as respectivas SEs poderiam operar por um horizonte de tempo maior sem reforços ou ampliações, mesmo com um crescimento da carga.

A Figura 10 representa o balanço de carga entre dois alimentadores em três períodos do dia. O sistema opera com carregamento mínimo das 0 às 7 horas, e os alimentadores repartem as cargas com a chave NA em sua posição original (entre duas NFs). Com o início do horário de trabalho, a partir das 7h, as cargas C3 e C4 são transferidas para a SE2, e o sistema opera desta forma até às 18h, quando a carga residencial aumenta e a comercial diminui. A partir das 18h ocorre a transferência das cargas C3 e C4 de volta para a SE1, mais as cargas residências R4 e R3, para minimizar as perdas no alimentador e transformadores da SE2.

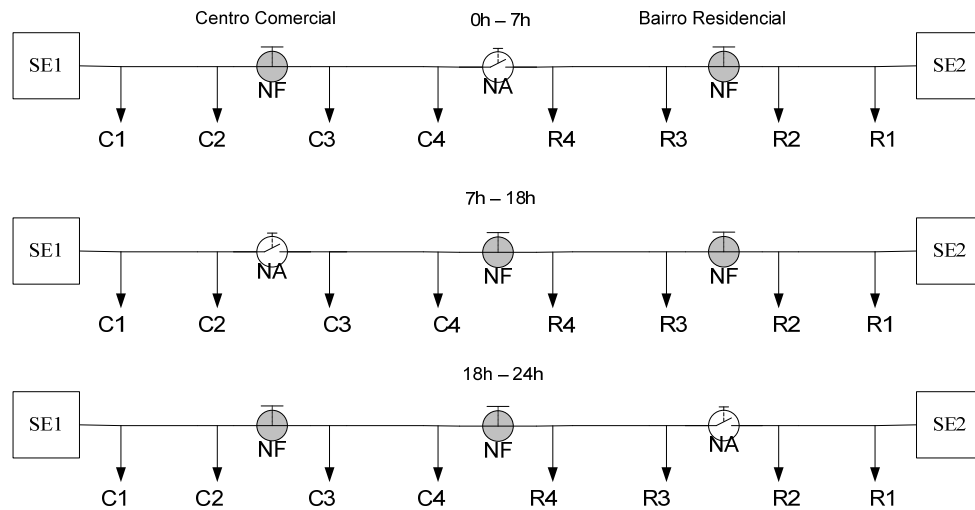


Figura 10. Balanço de carga entre alimentadores.

Mesmo operando para realizar o balanço de carga as chaves automáticas podem continuar funcionando também como equipamentos de proteção, com o objetivo de isolar falhas e restabelecer seções sob falta nos alimentadores automaticamente, desde que recebam a configuração para os relés em função das diferentes posições das chaves NFs e NAs ao longo dia.

Quanto à possibilidade de realização deste balanço de carga, Camargo et al. (2006) demonstram que transitórios de tensão e de corrente resultantes de manobras de paralelismo entre dois alimentadores derivados de transformadores diferentes, pertencentes à mesma subestação, é uma manobra que pode ser executada sem qualquer risco, e simulações apontam que o comportamento no caso de subestações diferentes é similar. A situação só se torna crítica quando existe uma diferença angular muito grande entre os extremos da chave NA, o que não é comum em sistemas de distribuição. Já Bernardon (2007) apresenta uma metodologia para análise da viabilidade técnica dos paralelismos nas redes de distribuição atendidas por subestações de diferentes fontes através do uso do programa ATP (Alternative Transient Program). Em (PONCE et al., 2008) é demonstrada a experiência com o funcionamento de alimentadores em anel fechado, interligados continuamente, com religadores acionados por relés com dupla função direcional sem telesupervisão. Nesse caso, uma equipe de manutenção deve proceder até o local para desbloqueio e fechamento do religador. É destacado que esse tipo de operação distribui melhor a carga, reduzindo a queda de tensão na hora da ponta do sistema, o que influencia na postergação de investimento de reforma na rede devido ao limite de queda de tensão ou de carregamento.

2.2.3 Nível 3: Integração Total – Sistema de Gerenciamento Automático da Distribuição

A configuração em anel aberto é suficiente para atender a áreas específicas em que o par de alimentadores possui uma boa capacidade de reserva. Quando se deseja automatizar áreas com grande concentração de carga, em que os alimentadores já estão operando próximos das suas capacidades máximas, pode ser preciso realizar mais de uma manobra, envolvendo três ou mais alimentadores. Isso exige um sistema de gerenciamento mais robusto, com maior transmissão e processamento de dados.

Outra forma de automação para redução de perdas é o controle de bancos de capacitores ao longo dos alimentadores de distribuição. Dixon (2003) destaca que os controles por sensores localizados junto ao banco não são suficientes para atender a todas as necessidades de compensação de reativos ou para manter o perfil de tensão desejado. Os sensores falham justamente quando ocorre a reconfiguração da rede, com a mudança da impedância da linha ou com o fluxo de potência reverso. Para contornar este problema é necessário o monitoramento das características da rede aliado à medição localizada. Com estas informações um sistema de gerenciamento centralizado pode enviar comandos precisos para os bancos de capacitores e para o LTC, realizando o controle de reativos de acordo com a variação das cargas e da configuração da rede.

A Geração Distribuída (GD) sendo inserida diretamente nas redes de distribuição causa uma série de complicações para a operação do sistema, como a alteração dos níveis de tensão e o fluxo reverso de energia. Como normalmente a concessionária de distribuição não tem controle sobre o despacho destas micro-usinas, esta deve agir sobre os seus ativos na rede, como chaves de manobra, reguladores de tensão e bancos de capacitores. A única forma de acompanhar a dinâmica da GD é por meio da automação da rede de distribuição. Um sistema de controle tão abrangente e dinâmico é chamado de Sistema de Gerenciamento Automático da Distribuição (SGAD), sendo a convergência de várias práticas de automação, e confere ao sistema de distribuição uma flexibilidade extraordinária. A Figura 11 mostra um esquema com a variedade de equipamentos que podem ser controlados pelo SGAD. Diferentes meios de comunicação, topologias e protocolos podem ser empregados para se obter a observabilidade e controlabilidade deste tipo de rede, também conhecida como *Smartgrid* (MOSLEHI et al., 2005).

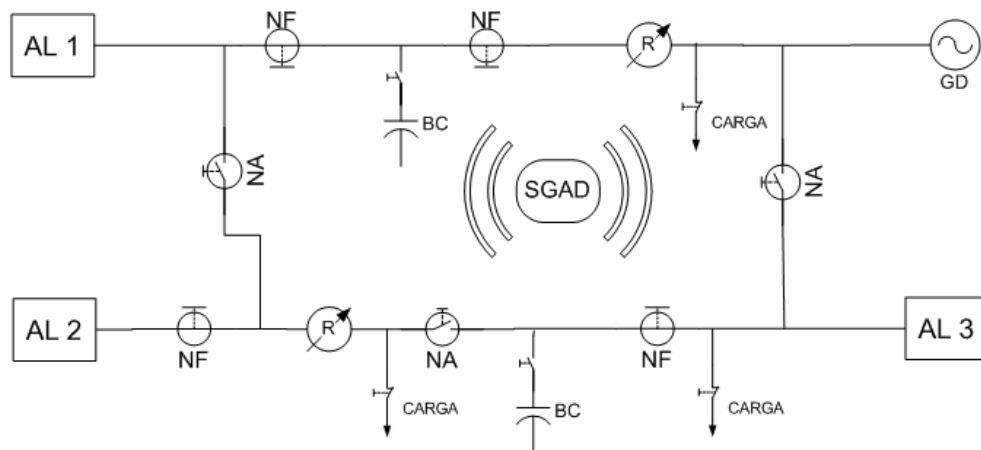


Figura 11. Rede de distribuição altamente automatizada com SGAD.

Os parâmetros medidos ao longo dos alimentadores são enviados ao algoritmo do SGAD que realiza vários cálculos e então toma a decisão de controle de cada equipamento para atingir a melhor operação da rede de distribuição. Alguns programas de SGAD trabalham para controlar equipamentos sem capacidade de controle local, e para isso requerem entradas de dados muito frequentes. Outros sistemas que contam com maior número de IEDs na rede podem gerenciar o sistema com menor transmissão de dados, confiando no controle local, mas monitorando as ações e sobrepujando um comando local quando necessário. Contudo, é preciso estar ciente que uma rede de distribuição precária não conseguirá obter todos os benefícios de um sistema de automação, por mais avançado que seja.

Os reguladores de tensão ao longo dos alimentadores, assim como os bancos de capacitores, têm sua atuação prejudicada pela mudança de configuração da rede. O fluxo reverso de energia pode impedir o correto funcionamento do equipamento e até mesmo danificá-lo. Por isso, o SGAD deve conseguir controlar também este tipo de equipamento, a fim de evitar a sua operação indevida por causa da reconfiguração da rede, ou para modificar a regulação com o objetivo de redução de perdas e conservação de energia. Por outro lado, um sistema desses também pode ser usado para incrementar o faturamento da concessionária, mantendo os níveis de tensão próximos dos limites máximos permitidos ao longo de todo o alimentador, aumentando o consumo em cargas resistivas (NIELSEN; MARKUSHEVICH, 1998).

Além da reconfiguração da rede e do controle de tensão e reativos, em certos casos, o SGAD pode atuar diretamente no gerenciamento da demanda. Chaves controladas em transformadores ou junto a cargas específicas podem ser acionadas com o objetivo de reduzir o carregamento de um alimentador ou transformador de subestação.

Por fim, o monitoramento e até mesmo controle do consumo final pode ser feito pelo sistema de medição automática (AMR). É a parte da automação da rede de distribuição que exige o maior investimento, pois é necessária uma grande quantidade de equipamentos e uma infra-estrutura de comunicações bidirecional que suporte o grande volume de dados. Algumas empresas de distribuição já realizaram testes com sistemas pilotos, mas poucas vêm atratividade neste tipo de automação ainda (CARNEIRO et al., 2005).

2.3 Planejamento

Não existem “10 regras básicas” para a implantação da automação de um sistema de distribuição. Isso depende muito da filosofia de proteção e controle adotada pela empresa, equipamentos já instalados, procedimentos de operação, preferências do planejador, etc.

No entanto, para o sistema funcionar de forma eficiente, o seu planejamento deve ser feito com base em requisitos técnicos que respeitem uma doutrina de proteção e controle, não em função de um equipamento escolhido ou já instalado, como muitas vezes acontece. Equipamentos existentes devem influenciar a instalação da automação de forma a coabitarem o sistema por certo período, porém não devem desviar o objetivo final do projeto (SPERANDIO et al., 2005).

Radmilović (2004) explica que para um sistema de distribuição sem nenhum recurso de automação, o ideal é planejar a automação por níveis. Sendo assim, as subestações seriam a linha de frente de um processo de automação, seguidas pelas chaves seccionadoras ao longo dos alimentadores, e a partir de então, a automação para controle de tensão e reativos, geração distribuída, medição de consumidores.

As subestações a serem automatizadas podem ser avaliadas por uma matriz de qualidade técnica e estratégica contendo número de consumidores, potência instalada e número de circuitos entre outros. Tem-se então uma avaliação da importância entre subestações de forma a auxiliar na aplicação mais adequada dos recursos disponíveis, sejam eles econômicos, humanos ou tecnológicos (OLIVEIRA; COELHO, 2005). Assim, Coelho e Issicaba (2006) apresentam uma ferramenta de apoio à decisão que auxilia na determinação da automação, logística utilizada, troca ou não de equipamentos antigos por equipamentos mais novos e de maior confiabilidade, troca de proteções eletromecânicas por digitais e outras aplicações.

Já para o planejamento da automação de chaves de manobra são necessários outros tipos de estudos, como o fluxo de potência e confiabilidade considerando critérios de operação, econômicos e regulatórios. Por exemplo, ao se buscar as posições de chaves

automáticas para a configuração em anel aberto é preciso verificar se os cabos existentes suportam a transferência de carga do outro alimentador, e se os níveis de tensão permanecem dentro dos limites estabelecidos pelo órgão regulador. Esses aspectos também devem ser observados para a alocação de bancos de capacitores visando minimizar as perdas de energia do sistema.

2.3.1 Alocação de Chaves de Manobra

A solução para o problema de alocação de chaves de manobra passa por uma otimização combinatória, que é não-linear, inteira e não-diferenciável, o que impede a aplicação da maioria das técnicas de otimização clássica. Na literatura existem várias formas de se abordar este tipo de problema (WOLSEY, 1998; JÜNGER; NADDEF, 2001; BIENSTOCK; NEMHAUSER, 2004; KORTE; VYGEN, 2008), sendo que a maioria dos métodos recorre a algum tipo de redução do espaço de busca, seguido de uma otimização por Algoritmos Genéticos, Branch-and-Bound ou Busca Tabu. Esses algoritmos não possuem um tempo polinomial definido, ou seja, não é possível se determinar o tempo de processamento necessário até a solução do problema. Quanto a trabalhos específicos sobre alocação de chaves, a grande maioria dos autores prefere usar o AG para encontrar uma solução adequada, como pode ser visto na revisão a seguir.

Um dos primeiros trabalhos de planejamento para alocação simultânea de chaves seccionadoras (NF) e de transferência (NA) considerando o indicador de duração média por consumidor foi o de Levitin et al. (1995). Normalmente o planejamento é feito em função de chaves já existentes, mas os autores perceberam que o ganho de confiabilidade é maior se for resolvido um problema combinatório com as possibilidades de alocação de ambos os tipos de chave sendo analisadas ao mesmo tempo. Para resolver o problema foi proposto um Algoritmo Genético (AG) modificado, mas foram desconsideradas as capacidades de carregamento dos alimentadores, e as chaves foram definidas como 100% confiáveis. O AG usa codificação binária padrão, e a modificação sugerida acontece no processo de cruzamento, que em vez de trocar pedaços de cromossomo entre os parentes, repassa apenas os genes iguais em ambos. Então, a quantidade de chaves que falta ser alocada (genes com valor 1) é completada de forma aleatória. Este processo garante a viabilidade dos indivíduos gerados pelo cruzamento e aumenta a eficiência do algoritmo. Entretanto, o problema é resolvido apenas para um alimentador por vez.

Grande parte dos trabalhos ligados à área de proteção de sistemas de distribuição trata da reconfiguração de redes, visando o restabelecimento do maior número de consumidores

possíveis utilizando chaves de manobra existentes. Miu et al. (1998) apresentam um esquema de restauração para grandes sistemas de distribuição considerando consumidores prioritários. Os autores formulam um problema de otimização multiobjetivo, com restrições como o carregamento dos alimentadores e níveis de tensão, e o resolvem por meio de um algoritmo de busca por classificação (*ranking*). Os principais índices avaliados para esta classificação são a máxima capacidade de reserva da chave NA, a distância elétrica desta chave para os outros nós, e a capacidade de transferência de carga das chaves seccionadoras (NFs). O primeiro é determinado após um estudo de fluxo de potência no alimentador, sendo a corrente de cada ramo entre a subestação e a chave NA comparada com a capacidade do cabo correspondente, a menor diferença passa a ser a capacidade de reserva da chave em questão. O segundo índice é a impedância entre dois nós, que serve para encontrar o menor caminho elétrico entre um nó com violação de tensão e uma chave de transferência (NA). Já o terceiro, é simplesmente o somatório das cargas a jusante de uma chave NF. Apesar de esta ser uma aplicação de operação, as características envolvidas se aplicam ao planejamento, pois é importante automatizar as chaves com capacidade de reserva e transferência suficientes para atender os pontos mais críticos do sistema. Nesta tese, esses pontos críticos serão determinados pela avaliação dos indicadores de continuidade estimados para os pontos candidatos à alocação de uma chave automática.

Celli e Pilo (1999) propõem um método para determinar a localização e quantidade de chaves seccionadoras automáticas em redes de distribuição para se obter o máximo benefício em termos de confiabilidade. Com base apenas nos custos de interrupção, os autores usam o princípio de Bellman[§] para encontrar a solução. Tal qual o método Branch-and-Bound, a solução é encontrada percorrendo-se uma árvore de opções, em que só é permitido avançar para níveis nos quais o acréscimo de uma nova chave produza um retorno maior do que o seu custo de instalação. Os autores destacam a contribuição da configuração em anel aberto, com uma chave NA interligando dois alimentadores, para a redução dos custos de interrupção, lembrando que é necessária a avaliação da viabilidade das manobras.

O Algoritmo Genético é uma ferramenta muito flexível, que permite várias abordagens em sua programação. Lin et al. (2000) formulam um problema de planejamento da expansão de sistemas de distribuição utilizando um AG com uma codificação um pouco diferente da binária tradicional. O problema consiste em decidir qual a posição de uma subestação e quais

[§] O melhor caminho entre um nó inicial e uma meta, passando por um nó particular intermediário, é o melhor caminho do nó inicial até este, seguido pelo melhor caminho deste nó até a meta.

as rotas para os alimentadores devem ser construídas para atender às cargas determinadas. São definidos a taxa de falha e o tempo de reparo por quilômetro de rede, e os custos de interrupção por classe de consumo. Cada indivíduo do AG é constituído da seguinte forma:

$$i = \{S_L, F_M, X_N\} \quad (1)$$

em que: S_L = número da subestação;
 F_M = número do alimentador;
 X_N = fluxo de potência.

Então, a aptidão de cada indivíduo é verificada pelas perdas nas linhas, os custos de interrupção e os custos de investimento. A conclusão dos autores foi que rotas diferentes são escolhidas quando se consideram os custos de interrupção. Isto significa que a confiabilidade e a proteção devem ser levadas em conta neste tipo de estudo. Também foi destacada a eficiência do AG para tratar a complexidade do problema.

O problema da alocação de dispositivos de proteção e manobra na presença de geração distribuída é abordado em (BORGES et al., 2003). O método de solução escolhido foi o AG, e a avaliação da confiabilidade é baseada em técnicas analíticas para sistemas de distribuição radiais. É considerada a instalação de chaves fusíveis, chaves de manobra manuais e religadores em um alimentador com um gerador já instalado. Os valores de DEC e FEC antes e depois da otimização são apresentados para um sistema real reduzido. Um problema similar é apresentado em (da SILVA et al., 2004), onde é considerada também a relocação dos equipamentos existentes na rede.

Abdelaziz e El-Habachi (2002) apresentam uma nova forma de AG chamada de Algoritmo Genético Hierárquico (AGH) para resolver o problema de alocação de chaves seccionadoras em redes de distribuição. A diferença é que não há seleção estocástica de indivíduos, e sim uma classificação dos mais aptos. Também são apresentados novos operadores além do cruzamento e mutação, que são auto-explicativos, denominados inversão e permutação. É apresentado o resultado da alocação para um esquema de anel aberto com 16 pontos, sendo seis escolhidos para receberem chaves NFs. Os autores citam que o AGH é adequado para sistemas de grande porte, mas não apresentam resultados.

Seguindo na linha do exposto no parágrafo anterior, Haghifam (2004) propõe a implementação de um AG para alocação simultânea de chaves NAs e NFs em sistemas de distribuição considerando custos de instalação, interrupção e de operação e manutenção. O autor destaca que estes custos, bem como um orçamento determinado, são negligenciados na maioria dos trabalhos semelhantes. São incluídas restrições de carregamento e tensão, e taxas

de falha distintas por ramo do alimentador, todavia o tempo de reparo é igual para todos os pontos. O AG utilizado possui as características usuais, e é enfatizado que o emprego de elitismo melhora a convergência do processo. Não é apresentado o sistema teste, apenas os resultados dos custos em relação ao orçamento disponibilizado, que diminuem com o aumento do orçamento, mas cada vez menos.

Outro artigo que apresenta a reconfiguração de redes com Algoritmos Genéticos é (YING-TUNG, 2004). Neste trabalho a codificação do cromossomo também não é binária, sendo cada indivíduo composto pela identificação das chaves a serem operadas. Outra modificação apresentada pelo autor foi a não realização de cruzamento entre cromossomos, a busca é realizada apenas com um processo de mutação, e os novos indivíduos competem com os da geração anterior para serem transcritos para a próxima geração. O AG conseguiu encontrar uma série de soluções satisfatórias (não-inferiores) dentro de um grande espaço de busca para um problema multiobjetivo. A seleção da alternativa final é feita por um conjunto de regras difusas.

De TUGLIE et al. (2004) destacam que a alocação de dispositivos de manobra automáticos envolve objetivos conflitantes quando existem critérios econômicos e regulatórios. Para resolver esse problema, os autores apresentam um algoritmo de “recozimento simulado” com base no princípio de Bellman.

A alocação de um número mínimo de chaves telecomandadas em redes de distribuição é o assunto apresentado em (CARVALHO et al., 2005). Com o objetivo de reduzir os custos de interrupção, o problema é decomposto em conjuntos de subproblemas convexos e resolvidos de forma independente. Para computar o valor da ENS, os autores realizam a enumeração exaustiva das possibilidades de falha no alimentador, verificando a condição de atendimento após a reconfiguração do sistema para cada falha. O benefício de cada chave é verificado, e se for menor do que o custo de instalação, a posição é descartada da análise.

Em (KUMAR et al., 2006) os autores resolvem o problema de restauração com objetivo de minimizar as perdas elétricas considerando consumidores prioritários. Neste artigo são atribuídos tempos de operação distintos para chaves manuais e automáticas, e o problema de seleção das chaves que devem atuar é resolvido por meio de um AG. São citados os diferentes métodos de solução para este problema, inclusive o apresentado no parágrafo anterior, mais alguns como técnicas heurísticas^h, sistemas especialistas e teorias de conjuntos

^h Método de investigação com base na aproximação progressiva de um problema, de modo que cada etapa é considerada provisória.

difusos (*fuzzy*). É destacada a influência do controle de bancos de capacitores para auxiliar na capacidade de restabelecimento de cargas, pois estes diminuem o fluxo de potência reativa e aumentam os níveis de tensão ao longo do alimentador. Nesse trabalho a codificação do AG é binária, com um bit para cada posição possível de chave, sendo que 1 representa a chave fechada e 0 aberta. Isso exige que a radialidade seja verificada para cada indivíduo da população. O sistema teste apresentado é composto por apenas 3 alimentadores partindo da mesma subestação, e os autores não comentam a aplicação para problemas de grande porte.

Um problema de otimização para alocação ótima de chaves em um sistema de anel aberto é proposto em (BIN et al., 2006). O objetivo é minimizar os custos para alocar uma chave NA (interligação) e um número mínimo de NFs para atender a um determinado requisito de confiabilidade, obedecendo a restrições de capacidade das linhas e níveis de tensão. O problema de programação inteira é resolvido por um AG com multi-populações (MPGA), que são avaliadas de forma paralela, o que acelera o processo de convergência. Os indicadores de confiabilidade são avaliados a partir de um modelo reduzido da rede.

Recentemente, os algoritmos que imitam o comportamento do sistema imunológico têm ganhado destaque e começam a competir com os AGs. O trabalho de Chao-Shun et al. (2006) aplica o chamado Algoritmo Imune para a solução do problema de alocação de chaves em sistemas de distribuição automatizados. Os autores consideram apenas a automatização de chaves manuais existentes. Em um sistema com 11 alimentadores, com 34 chaves NFs e 6 NAs manuais, a automação de todas NAs mais 19 NFs garante uma redução 57% nos custos de interrupção dos consumidores. O desempenho do Algoritmo Imune foi comparado com o AG, e ambos obtiveram o mesmo resultado de alocação, contudo o primeiro convergiu mais rápido.

Bernal e Enriquez (2007) apresentam a formulação de um AG para alocação de chaves seccionadoras automatizadas em alimentadores de distribuição com o objetivo de minimizar o tempo de interrupção dos consumidores. Os autores adotam taxas de falha e tempos de reparo com base no histórico de operações dos equipamentos, e calculam os indicadores de continuidade a partir do grafo do alimentador. O cromossomo do AG é do tipo binário, e qualquer nó do grafo é um candidato a receber uma chave automática. São considerados os custos de instalação e manutenção das chaves, e os benefícios com a redução da ENS e economia no despacho de equipes de manutenção. A metodologia apresentada se limita a alocação de chaves em um alimentador de cada vez.

O problema da escolha de pontos de manobra em redes de distribuição para serem automatizados envolve múltiplos critérios, e o artigo (MOLDŘÍK et al., 2007) aplica a

metodologia CDA (*Concordance Discordance Analysis*) ponderando os seguintes critérios: carga a jusante do elemento; necessidade de manipular o elemento para identificar falhas; distância para o centro de manutenção; acessibilidade e energia não suprida durante um ano. Para uma lista de pontos candidatos, a matriz de critérios é avaliada de forma a ordenar de forma crescente os pontos mais convenientes para serem automatizados.

Visto que o planejamento da alocação de chaves de manobra envolve o uso de algoritmos e métodos de programação inteira, o item a seguir aborda esse tema.

2.4 Métodos de Programação Inteira

Programação Inteira (PI) engloba os modelos de otimização e métodos de solução associados a problemas de programação matemática nos quais as variáveis devem ter apenas valores inteiros. Este tipo de problema ocorre geralmente quando se quer modelar a escolha de certas opções dentre um conjunto finito de alternativas, ou no caso de decisões do tipo sim ou não. Com relação a este último caso, o problema também é binário. Isso quer dizer que as variáveis podem assumir apenas dois valores ou estados, normalmente 0 ou 1, sendo o 0 relacionado à opção negativa (não fazer, ou ausente) e o 1 à opção positiva (fazer, ou presente).

Segundo Korte e Vygen (2008), problemas que envolvem a Programação Inteira são mais difíceis de solucionar do que os de Programação Linear (PL), pois para resolver PLs existem algoritmos de uso geral que são computacionalmente eficientes, como os métodos Simplex e de Pontos Interiores, o que não existe para PIs. A principal diferença entre um PL e um PI é a possibilidade de testar a otimalidade de uma solução, o que não acontece para PI, sendo necessário enumerar todas as soluções viáveis, de forma explícita ou implícita.

Os métodos de solução para PIs possuem quatro características, duas quanto à aplicação e duas quanto à qualidade da solução:

- Uso Geral: podem resolver qualquer PI, mas são altamente ineficientes do ponto de vista computacional e se aplicam apenas a problemas de pequeno porte;
- Uso Especial: são formulados para resolver um tipo particular de PI de forma muito mais eficiente;
- Ótimo: um algoritmo ótimo é aquele que garante matematicamente que a solução ótima pode ser encontrada;
- Heurística: os algoritmos heurísticos são capazes de encontrar boas soluções factíveis, geralmente próximas do ótimo, com boa eficiência computacional. Também podem encontrar o ponto ótimo, entretanto não há garantias de que isso aconteça sempre.

Assim, os algoritmos para resolver PIs podem ser de quatro categorias:

Uso Geral, Ótimo: nesta categoria tem-se basicamente dois tipos de algoritmos, a enumeração completa (busca exaustiva) e o Branch-and-Bound (Busca em árvore). O primeiro é factível apenas para problemas de pequeno porte, com poucas variáveis, pois a explosão combinatória torna praticamente impossível a avaliação de todas as possibilidades de problemas maiores. Já o segundo algoritmo realiza uma enumeração sistemática, explícita de algumas soluções factíveis e implícitas de outras, resultando na avaliação de uma pequena fração das alternativas, e dentro de determinadas condições garante encontrar a solução ótima.

Uso Geral, Heurística: são algumas técnicas aplicadas aos algoritmos de uso geral que visam diminuir o número de avaliações e restringir o tempo computacional para encontrar soluções factíveis.

Uso Especial, Ótimo: são algoritmos especialmente desenvolvidos para um problema específico, baseados na busca em árvore e gerando restrições via:

- ajuste de multiplicadores;
- ascendente dual;
- otimização de subgradiente;
- relaxação lagrangeana.

Uso Especial, Heurística: existe uma série de algoritmos desenvolvidos para solução de PIs que dependem de ajustes muito específicos de acordo com o problema em questão, são exemplos disto:

- algoritmos de intercâmbio;
- algoritmos genéticos;
- busca gananciosa;
- busca tabu;
- heurísticas lagrangeanas;
- recozimento simulado.

Entendidos os tipos de métodos aplicáveis para a resolução de problemas que envolvem exclusivamente variáveis inteiras, foram escolhidos dois tipos de algoritmo para resolver a alocação de chaves automáticas. Estes algoritmos foram selecionados com base na abrangência de informações e aplicações, facilidade de implementação e disponibilidade de pacotes prontos de programação, e por serem de características distintas. O primeiro é o Branch-and-Bound, um método de uso geral e ótimo. Já o segundo é o Algoritmo Genético, que é definido como uma heurística de uso especial.

A seguir são abordadas as teorias relativas aos métodos, e posteriormente no Capítulo 5 serão apresentados resultados da aplicação de ambos os algoritmos no problema de alocação de chaves automáticas em redes de distribuição, definindo os parâmetros e técnicas que mais se adequaram ao objetivo.

2.4.1 Branch-and-Bound (BB)

O método Branch-and-Bound é geralmente usado para a solução de problemas combinatórios de grande porte com variáveis inteiras. O método consiste na enumeração sistemática de soluções candidatas, gerando uma árvore de opções, e a cada passo ou ramificação (*branching*) é resolvido um problema de programação linear com um subconjunto de variáveis, em que a restrição de valor inteiro é relaxada, para se obter os limites superior e inferior (*bounds*) que a função objetivo pode atingir. Quando é verificado que os limites não podem levar a uma solução melhor do que a anterior então a sequência de geração é interrompida e o processo retrocede ao passo anterior para que uma nova sequência de geração seja tentada. Nesse caso, todas as opções que incluem aquele valor para a variável podem ser ignoradas, isto é, não precisam ser avaliadas e a árvore é dita podada.

O algoritmo:

1. procura por um vetor com solução inteira viável;
2. atualiza a melhor solução à medida que a árvore cresce;
3. verifica que nenhuma solução inteira melhor é possível por meio da solução de uma série de problemas de programação linear.

Branching

Uma ramificação é uma divisão do espaço de busca original em subconjuntos. Para criar a árvore do espaço de busca o algoritmo adiciona repetidamente restrições ao problema, e a cada ramificação uma variável cujo valor ainda não é inteiro é escolhida para receber uma restrição. Este processo é chamado de dicotômico, e os subconjuntos gerados são disjuntos. A convergência do algoritmo é garantida se o tamanho de cada subconjunto for menor do que o anterior, e o número de soluções para o problema inicial for finito (CLAUSEN, 1999).

Por exemplo, no caso binário onde a variável pode assumir apenas os valores 0 e 1, a restrição $x_j=0$ formaria um ramo e $x_j=1$ o outro. Este processo pode ser representado por uma árvore como a da Figura 12, em que os nós ilustram as restrições adicionadas. Essa figura demonstra todas as possibilidades para um problema com três variáveis binárias, x_1 , x_2 e x_3 . A ordem que as variáveis seguem nos níveis da árvore não é necessariamente a ordem dos seus índices, pois depende da estratégia de ramificação adotada.

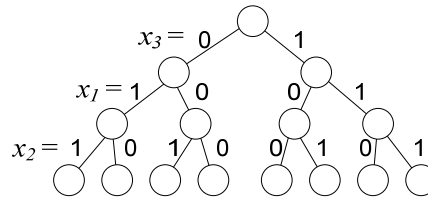


Figura 12. Árvore de busca para o caso binário com 3 variáveis.

Em cada nó o algoritmo resolve um problema de programação linear relaxado usando as restrições daquele nó, e decide quando ramificar ou se mover para outro nó dependendo do resultado obtido. Existem três possibilidades:

- se o problema de programação linear relaxado no nó atual é inviável, ou o seu valor ótimo é maiorⁱ que o do melhor ponto inteiro armazenado, o algoritmo remove o nó da árvore e nenhum nó abaixo deste é avaliado. Então o algoritmo se move para um novo nó de acordo com a estratégia de busca;
- se o algoritmo encontra um novo ponto inteiro viável com um valor objetivo menorⁱ que o melhor ponto inteiro armazenado, ele atualiza o melhor ponto inteiro e passa para o próximo nó;
- se o problema de programação linear relaxado encontra um ótimo não inteiro cujo valor objetivo é menorⁱ que o do melhor ponto inteiro, o algoritmo realiza a ramificação de acordo com o método especificado.

Os métodos de ramificação mais comuns para decidir como criar novos nós na árvore de busca são a Inviabilidade Mínima e a Inviabilidade Máxima. O primeiro seleciona a variável com a menor diferença para atender a restrição, ou seja, a variável que está mais próxima de 0 ou 1. Já o segundo seleciona a variável com a maior diferença entre as restrições, ou seja, a mais próxima a 0,5.

A estratégia de busca que é usada para definir qual será o próximo nó da árvore a ser avaliado se resume em duas opções:

- Busca em Profundidade: o algoritmo sempre procura por um nó que ainda não foi avaliado em um nível abaixo do nó atual na árvore de busca. Senão, o algoritmo vai para um nível acima e então desce para o próximo nó disponível.
- Melhor Nó: o algoritmo segue a busca escolhendo o nó que apresenta o menor limite inferior, dentre os nós disponíveis na árvore. Essa estratégia geralmente resulta em um menor número de nós avaliados, e se sobrepõe ao uso de uma busca em largura, que prioriza nós em níveis superiores.

ⁱ Dado que o problema é de minimização.

Também é possível se adotar uma combinação destas duas estratégias, envolvendo inicialmente uma busca em profundidade até que pelo menos uma solução viável seja encontrada, seguindo com uma mescla entre busca pelo melhor nó e profundidade para tentar provar a otimalidade e também encontrar melhores soluções viáveis (WOLSEY, 1998).

Bounds

A solução do problema de programação linear relaxado fornece o limite inferior para o problema de programação inteira binária. Se esta solução já for um vetor binário, então será o limite superior. Com estes resultados, o algoritmo atualiza os limites inferiores e superiores da função objetivo enquanto a árvore de busca cresce com mais nós. Esses limites são usados pelo algoritmo para cortar ramos desnecessários.

Critérios de Parada

O algoritmo Branch-and-Bound pode potencialmente se aproximar de uma busca exaustiva e avaliar quase todo o espaço de 2^n vetores binários, sendo n o número de variáveis. Desta forma, para limitar o tempo de execução deste algoritmo pode-se usar os seguintes critérios de parada:

- máximo número de nós visitados;
- máximo número de iterações para o problema de programação linear relaxado executar em um nó;
- tempo máximo de execução.

2.4.2 Algoritmo Genético (AG)

Os fundamentos teóricos dos Algoritmos Genéticos (AG) foram apresentados por Holland (1975), com a idéia de imitar o processo evolucionário que ocorre com os organismos biológicos na natureza. O algoritmo se baseia no processo de seleção natural, onde os indivíduos mais bem adaptados ao meio conseguem se reproduzir com maior frequência, transmitindo suas características genéticas aos descendentes. A reprodução é o ponto chave, na qual a evolução se processa. Recombinando os códigos genéticos dos ancestrais, novos cromossomos são produzidos, os quais, eventualmente passam por um processo denominado de mutação. Com esses processos, os descendentes poderão vir a apresentar características distintas de seus ancestrais sendo que, eventualmente, tais características permitem que o indivíduo gerado venha a ter uma maior capacidade de adaptação ao meio em que vive (DAVIS, 1991).

Segundo Goldberg (1989) os AG são métodos numéricos de otimização que apresentam aspectos peculiares, em relação aos demais, que garantem sua robustez, tais como: trabalhar com codificação de parâmetros ao invés de variáveis originais do problema; pesquisar soluções ótimas a partir de um conjunto de soluções e não a partir de apenas um ponto inicial; empregar uma função de avaliação para as diferentes soluções encontradas e utilizar regras probabilísticas e não determinísticas na pesquisa de novas soluções. Assim, os AG são simples, flexíveis, robustos e particularmente úteis na solução de problemas sem tempo polinomial determinado, em que outras técnicas de otimização deparam com dificuldades.

Tais algoritmos apresentam uma estrutura similar ao que se observa na natureza, sendo um processo de busca estocástica sem o uso de derivadas, passível de aplicação em uma série de problemas combinatórios. Seus passos principais são:

1. Gerar uma população inicial
2. Avaliar a aptidão dos indivíduos da população
3. Repetir
 - i. selecionar ancestrais da população
 - ii. efetuar o cruzamento entre os ancestrais
 - iii. realizar mutação em alguns descendentes gerados
 - iv. avaliar a aptidão dos descendentes gerados
 - v. substituir alguns indivíduos da população (ou todos) pelos descendentes

Até que uma solução satisfatória tenha sido encontrada.

Estrutura do Cromossomo

A estrutura do cromossomo é um dos elementos fundamentais na definição do processo evolutivo. Nos Algoritmos Genéticos é nessa estrutura que se encontram armazenadas as características das soluções, o que representa um ponto de busca no espaço de estados, também denominado de indivíduo, é definido por um vetor de comprimento finito que contém uma combinação de elementos chamados genes.

O cromossomo geralmente é uma representação codificada de parâmetros da função objetivo na forma de um vetor. A codificação mais comum é a binária, onde cada gene é um elemento cujo valor pode ser 1 ou 0, se este se encontra ou não na solução a ser testada. A Figura 13 ilustra um cromossomo com 13 genes, onde os elementos [1, 2, 3, 9, 10 e 11] estariam presentes ou ativos, sendo levados em conta para a avaliação da aptidão.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	1	1	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0

Figura 13. Representação do cromossomo para um problema com 13 genes.

Existem outras formas de codificação que não precisam ser necessariamente binárias. Em (SAMBAQUI, 2005) é usado um AG com genes que podem assumir valores entre 0 e 5, representando diferentes alternativas de ligação de consumidores em sistemas trifásicos. Souza et al. (2008) discutem sobre três estratégias de codificação, a procura de um AG mais eficiente para resolver o problema de reconfiguração de redes de distribuição. Foi identificado que o emprego de alfabetos múltiplos é um fator preponderante para eficiência do algoritmo genético.

A população inicial de indivíduos compostos por seus cromossomos pode ser obtida por meio da geração aleatória de vetores. Essa geração pode atender condições de contorno previamente estabelecidas pelo usuário, tendo em vista o seu conhecimento do problema a ser otimizado, ou pode ser obtida pelo escalonamento do número de indivíduos que compõem a população no intervalo especificado. O tamanho da população ainda é uma heurística, que depende da experiência do usuário e do seu conhecimento sobre a função e/ou problema. Contudo, é sabido que quanto maior o número de indivíduos, maior a probabilidade de convergência e maior o processamento demandado a cada iteração. Uma análise desse e de outros parâmetros consta no Apêndice B.

Avaliação da Aptidão

A aptidão de um cromossomo pode ser entendida como a capacidade do indivíduo de adaptar-se ao meio ambiente. Nestes tipos de algoritmos, quando aplicados sobre problemas de otimização combinatória, a medida de aptidão costuma se relacionar com o valor da função objetivo das diferentes configurações. É uma quantificação da otimalidade de uma solução, que permite uma comparação direta entre diferentes indivíduos. O valor de aptidão é usado para selecionar pares de indivíduos para cruzamento e para transcrever cromossomos para a próxima geração.

Considerando que se deseja encontrar uma solução que maximize uma função, a medida de aptidão deve ser considerada de modo que quanto maior o seu valor, maior será a capacidade de adaptação do indivíduo ao meio. Restrições podem ser inseridas através de penalizações da função objetivo, reduzindo o valor da aptidão por certo fator caso sejam violadas.

Processo de Seleção

A cada iteração do algoritmo, uma porção da população é selecionada para realizar cruzamentos de cromossomos e produzir novos indivíduos. As soluções são selecionadas por meio de processos baseados na avaliação da aptidão, onde indivíduos mais aptos têm maior probabilidade de serem escolhidos. Alguns métodos avaliam toda a população e fazem uma classificação decrescente, outros selecionam apenas uma amostra da população, se o processo de avaliação demandar muito tempo. A maioria das funções é baseada em processos estocásticos que visam permitir a seleção de certa quantidade de indivíduos com menor aptidão. Isso ajuda a manter a diversidade de soluções e evita uma convergência prematura do algoritmo para um ótimo local.

Os processos de seleção mais populares são a Classificação Direta, a Roleta, e o Torneio. No primeiro, a medida de aptidão é utilizada para ordenar os p indivíduos da população durante o processo de busca. A ordem é estabelecida de modo que $f_1 \geq f_2 \geq \dots \geq f_p$, sendo f o valor da aptidão do indivíduo. Assim, o primeiro indivíduo da população apresenta a melhor aptidão, enquanto que o último da lista é o menos apto de todos. Esta classificação permite o uso de uma estratégia conhecida por “elitismo”, a qual transcreve alguns dos melhores indivíduos diretamente para a próxima geração, sem permitir que possam ser modificados por mutação.

O processo de seleção por Roleta pode ser dividido em Simples e Ponderada. Na Roleta Simples se considera uma distribuição de probabilidades na qual a possibilidade de escolha do indivíduo é um múltiplo de sua aptidão. Embora intuitivo, esse processo exerce uma forte pressão seletiva na população, podendo reduzir bruscamente a diversidade de cromossomos. A Roleta Ponderada também ordena indivíduos por aptidão, mas a probabilidade de um indivíduo ser selecionado para a reprodução é função apenas do posto da ordenação, e não mais do valor de sua solução. Isso reduz a pressão seletiva do processo, permitindo que soluções mais diversificadas participem do processo de cruzamento.

A seleção por Torneio escolhe de forma aleatória uma amostra de tamanho determinado dentre a população, e então o indivíduo com melhor aptidão é selecionado para o cruzamento. Geralmente, quanto menor o tamanho da amostra, melhores as chances de indivíduos menos aptos vencerem a seleção. Isto pode tornar a evolução mais lenta, mas ajuda a manter a população mais diversificada.

Um outro processo menos utilizado, mas que está disponível em alguns pacotes de otimização por AG, é a seleção Estocástica Uniforme. Nesse processo, o algoritmo traça uma

linha em que cada indivíduo corresponde a um segmento de tamanho proporcional à sua aptidão. Então é dado um primeiro passo de tamanho aleatório, e os próximos são realizados com um tamanho constante ao longo dessa linha. A cada passo, o algoritmo seleciona o indivíduo correspondente ao segmento no qual parou para realizar o cruzamento.

Processo de Recombinação

A recombinação, ou cruzamento, é um dos principais mecanismos do AG, o qual gera novas soluções a partir da troca de genes entre dois cromossomos. Os ancestrais são selecionados de acordo com um dos processos descritos anteriormente, e então um dos operadores de recombinação é aplicado. O mais comum é o cruzamento simples (*single point crossover*), que consiste em escolher um ponto de corte aleatório na estrutura dos cromossomos ancestrais, e combinar a parte à esquerda do corte de um ancestral com a parte à direita do corte do outro ancestral. Essa operação permite que, para cada par de ancestrais selecionados, dois novos descendentes sejam gerados. Na Figura 14 é apresentado um exemplo da aplicação deste operador.

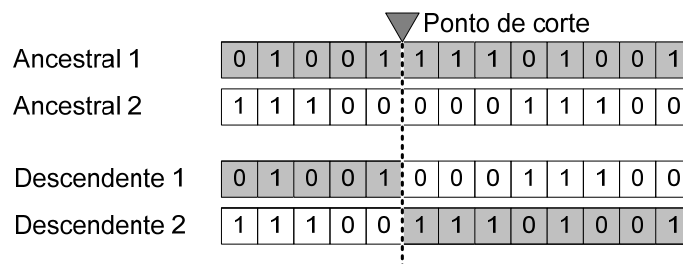


Figura 14. Aplicação do cruzamento simples.

Outros operadores de recombinação comuns de serem implementados são os cortes múltiplos, e as transferências proporcional e por interseção. O primeiro gera mais de um corte e embaralha um pouco mais os genes. Na transferência proporcional, é determinado um percentual que se deseja para que os genes do ancestral de maior aptidão apareçam nos descendentes. Já a transferência por interseção replica a parte comum entre os ancestrais e preenche os demais genes de forma aleatória a partir do restante dos ancestrais.

De qualquer forma, o importante é que os descendentes guardem características similares aos ancestrais, com o objetivo de intensificar a busca na região determinada pelos indivíduos mais aptos da população anterior.

Processo de Mutação

Ao contrário do processo de cruzamento, o operador de mutação é um mecanismo importante para a diversificação do espaço de busca, o que ajuda o algoritmo a não ficar preso em soluções sub-ótimas. Por meio deste operador, informações que foram eliminadas pelo

processo de recombinação, ou que ainda não faziam parte da população, poderão ser introduzidas na próxima geração. No caso de cromossomos com listas ordenadas, o espaço de estados visitados fica limitado às combinações possíveis entre indivíduos da população inicial se não ocorrer mutação.

Geralmente, a mutação ocorre a uma taxa constante na população, afetando de forma aleatória genes de indivíduos. Consiste na mudança de valores de um ou mais genes, conforme o esquema da Figura 15.

Original	1	1	1	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0
Mutação	1	1	1	0	1	0	0	0	1	0	1	0	0

Figura 15. Aplicação do operador de mutação.

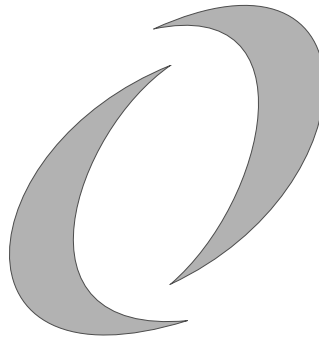
A taxa de mutação pode sofrer variações ao longo das iterações do algoritmo, visando aumentar ou diminuir a diversidade da população. Essa estratégia se aplica aos problemas que tenham uma convergência prematura para resultados insatisfatórios.

Convergência

Por se tratar de um processo estocástico, nos problemas formulados com AG não é possível determinar o tempo até sua convergência ao ótimo global, que pode ser encontrado desde que haja mutação. Geralmente a função objetivo tende a melhorar rapidamente nas primeiras iterações e então passa a estagnar por longos períodos. As condições mais comuns para admitir que o processo convergiu e apresentar a solução final são:

- Atingir um valor da função objetivo;
- Número máximo de gerações (iteraões);
- Limite de tempo;
- O valor da melhor aptidão não melhora por determinado número de gerações.

Uma das principais vantagens deste tipo de algoritmo é que ao final do processo se tem, além da solução principal, várias alternativas com valores próximos desta. Isto é ideal para considerar múltiplos critérios, servindo como dados de entrada para metodologias de apoio a decisão. Existem também AGs que já trabalham com o processo de seleção multicritério (CHENG; LI, 1998; AUGUGLIARO et al., 2001; GAULKE, 2007).



CAPÍTULO 3

MODELAGEM DO PROBLEMA

3.1 Modelagem dos Alimentadores

As empresas distribuidoras de energia elétrica precisam armazenar uma grande quantidade de dados sobre todos os equipamentos, ativos e passivos (ou não-dinâmicos), que compõem o seu sistema de distribuição. Hoje em dia, isso é feito em bancos de dados que relacionam muitas características, inclusive a posição do equipamento em relação à latitude e longitude. Este tipo de banco de dados é denominado georeferenciado.

Com os dados georeferenciados é possível reproduzir o traçado da rede com precisão, acrescentando as características de comprimento e tipo dos cabos, e a conectividade dos demais equipamentos como transformadores, chaves, bancos de capacitores, etc., como é ilustrado na Figura 16.

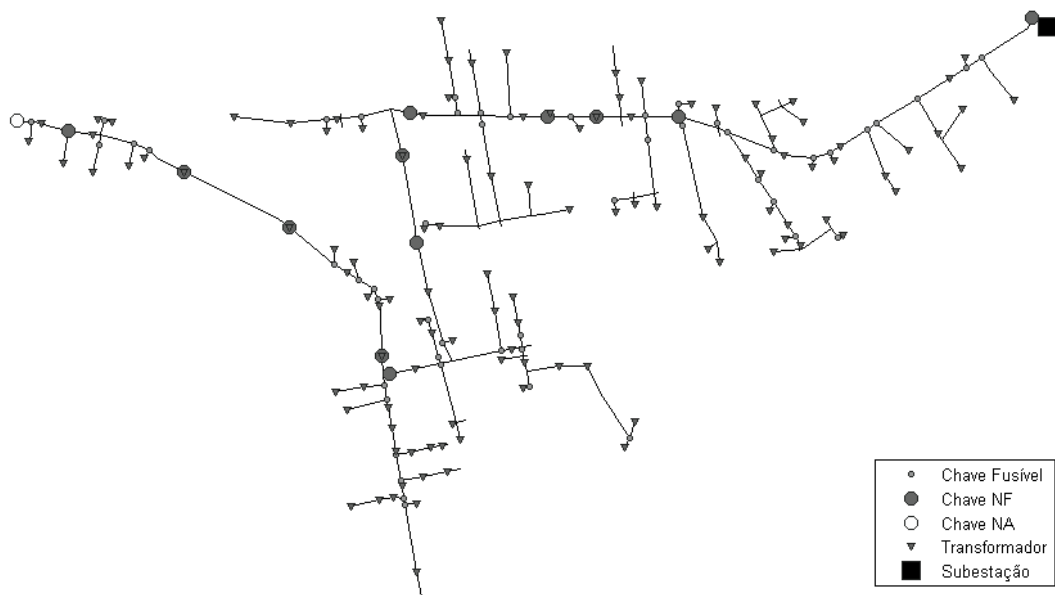


Figura 16. Traçado georeferenciado de um alimentador.

Entretanto, algumas empresas não contam com um banco de dados totalmente integrado, ou seja, pode existir um banco para as características elétricas, outro para os dados comerciais, outro com as coordenadas de cada ponto. Desde modo, é preciso ser feito um trabalho de “garimpo” ou *data mining*, buscando nas diferentes bases de dados as características que interessam para se montar um modelo completo para os estudos desejados.

3.1.1 Redução de Pontos

A quantidade de informações disponíveis sobre todos os equipamentos de um alimentador não é tão interessante quando se deseja modelá-lo para estudos como o de fluxo de potência, pois o excesso de pontos para serem verificados sobrecarrega o processamento, levando um tempo significativo para se obter o resultado. Esse tempo torna-se crítico para estudos de planejamento, quando o fluxo de potência tem que ser calculado repetidas vezes para diversos cenários.

Assim, algumas medidas podem ser tomadas para reduzir o modelo. No entanto, estas medidas não precisam ser exatamente simplificações das características elétricas dos alimentadores, como agregação das cargas de diferentes pontos ou supressão de trechos. Como os dados são georeferenciados, e cada equipamento e trecho de cabo contém coordenadas próprias, muitos pontos estão sobrepostos ou só servem para definir uma curva do trajeto que o cabo percorre.

Um alimentador é definido por trechos entre duas coordenadas (x e y) que definem seus pontos de início e fim, e para cada par de coordenadas está associado um par de números de identificação, como mostra a Tabela 1.

Tabela 1. Exemplo de dados georeferenciados.

Número de Identificação		Coordenadas UTM				Equipamento
Ponto de início	Ponto de fim	X inicial	Y inicial	X final	Y final	
1023985	319126	684465	7022332	684480	702230	Chave FU
331802	319126	682022	7022203	681636	7022421	4 CA
1329003	319174	683520	7021589	683431	7021590	4 CAA
1363315	1363322	682122	7021356	682091	7021419	4 CAA
1161004	331880	684280	7022361	684279	7022359	Transformador
1179712	1248823	683645	7021944	683645	7021944	Chave FU
701504	701502	687457	7022127	687534	7022179	4/0 CA
:	:	:	:	:	:	:
1138056	1263984	686569	7022354	686569	7022354	Chave NF
319066	319069	683746	7022535	683720	7022538	4/0 CA
1137847	1263177	687366	7022040	687366	7022040	Chave FU
1161003	1266001	683809	7023247	683809	7023247	Transformador
331795	319071	683638	7022549	683594	7022555	4/0 CA
319109	319075	683594	7022555	683592	7022532	4/0 CA
319066	319085	683746	7022535	683746	7022535	4/0 CA-SP
319071	319109	683594	7022555	683594	7022555	4/0 CA-SP
1281863	319112	683791	7022523	683817	7022509	4/0 CA-SP
1161000	1161883	685605	7022569	685605	7022569	Chave NA

Os números de identificação podem estar associados a cabos ou a equipamentos. Normalmente cada alimentador contém pares de coordenadas que somam muito mais de mil pontos. Um primeiro processamento para reduzir esse número de pontos é feito ao se verificar equipamentos e trechos de cabo com coordenadas sobrepostas, e agregar os equipamentos ao ponto definido pelo cabo, assim se excluem os números de identificação referentes ao equipamento, e suas características são acrescentadas ao ponto onde ele está conectado. Com isso, consegue-se uma tabela com números de identificação e coordenadas geográficas apenas referentes aos cabos, que definem o traçado da rede e onde todos os equipamentos estão conectados (Tabela 2).

Tabela 2. Exemplo de equipamentos agregados aos trechos de cabo.

Número de Identificação		Coordenadas UTM				Cabo	Equipamento
Ponto de início	Ponto de fim	X inicial	Y inicial	X final	Y final		
331802	319126	682022	7022203	681636	7022421	4 CA	Chave FU
1329003	319174	683520	7021589	683431	7021590	4 CAA	
1363315	1363322	682122	7021356	682091	7021419	4 CAA	Trasformador
701504	701502	687457	7022127	687534	7022179	4/0 CA	Chave FU
1254140	319066	683783	7022530	683746	7022535	4 CAA	
319066	319069	683746	7022535	683720	7022538	4/0 CA	Chave NF
:	:	:	:	:	:	:	:
331795	319071	683638	7022549	683594	7022555	4/0 CA	
319109	319075	683594	7022555	683592	7022532	4/0 CA	
319085	319080	683746	7022535	683749	7022568	4/0 CA	Chave FU
319066	319085	683746	7022535	683746	7022535	4/0 CA-SP	
319071	319109	683594	7022555	683594	7022555	4/0 CA-SP	Chave FU
1281863	319112	683791	7022523	683817	7022509	4/0 CA-SP	Chave NA
1283674	319117	683745	7022404	683710	7022418	4/0 CA-SP	
1179712	319120	683645	7021944	683642	7021815	4/0 CA-SP	

Note que a Tabela 2 possui linhas onde não existem equipamentos agregados aos cabos. Estes pontos também não são necessários para estudos de fluxo de potência, apenas o comprimento do cabo. Sendo assim, pode-se reduzir o número de pontos para o número de equipamentos presentes no alimentador, todos referenciados a algum cabo. Para isso é preciso verificar a conectividade dos trechos, e excluir pontos que contenham apenas cabos e não tenham derivação (nós de primeira ordem), como no exemplo da Figura 17.

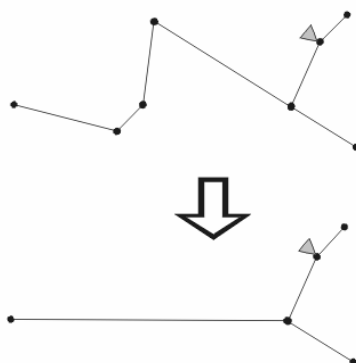


Figura 17. Exemplo da redução de pontos georeferenciados.

Não obstante, o novo trecho deve agregar a informação da distância percorrida nos trechos anteriores, como definido na Tabela 3, pois essa informação é importante para determinar a impedância, que irá resultar na queda de tensão. Esse processo possibilita uma redução de cerca de 50% dos pontos georeferenciados.

Tabela 3. Pontos reduzidos.

Número de Identificação		Coordenadas UTM				Cabo	Comprimento	Equipamento
Ponto de início	Ponto de fim	X inicial	Y inicial	X final	Y final			
331802	319126	682022	7022203	681636	7022421	4 CA	10,45	Chave FU
319066	319069	683746	7022535	683720	7022538	4/0 CA	25,61	Chave NF
319085	319080	683746	7022535	683749	7022568	4/0 CA	22,59	Chave FU
701504	701502	687457	7022127	687534	7022179	4/0 CA	37,44	Chave FU
:	:	:	:	:	:	:	:	:
1363315	1363322	682122	7021356	682091	7021419	4 CAA	26,74	Trasformador
319071	319109	683594	7022555	683594	7022555	4/0 CA-SP	33,52	Chave FU
1281863	319112	683791	7022523	683817	7022509	4/0 CA-SP	8,1	Chave NA

Montada a tabela final, reduzida a trechos entre os equipamentos, deve-se buscar então outras características importantes para o planejamento da alocação de chaves automatizadas, como a taxa de falha e o tempo de reparo dos alimentadores. Seria interessante que a empresa já tivesse esses dados, mas como equipamentos de localização de falhas ainda não são comuns em sistemas de distribuição, é preciso realizar uma pesquisa nos relatórios de ocorrências, onde estão reportadas as falhas dos equipamentos e as manobras feitas pelas equipes de reparo para isolar a falha, com os respectivos tempos. Com estes dados é possível se calcular as taxas de falha e os tempos de reparo para cada um dos trechos definidos, como é demonstrado a seguir.

3.1.2 Cálculo das Taxas de Falha e Tempos de Reparo

Segundo a Resolução N° 024 de 2000, toda concessionária distribuidora de energia elétrica é obrigada a enviar mensalmente para a ANEEL os indicadores de continuidade DEC e FEC de seus conjuntos, bem como apresentar estes dados nas contas de seus consumidores. Portanto, deve manter um registro de todas as falhas que ocorrem em seu sistema.

Para calcular as Taxas de Falha (λ) e os Tempos de Reparo (TR) de um alimentador são necessários os dados de falha da rede e de seus respectivos equipamentos. Normalmente esses dados estão contidos nos Relatórios de Manobras (RM) de cada alimentador. O valor de λ define o quanto o equipamento está sujeito à falha, e o de TR por quanto tempo este equipamento fica fora de operação, o que, juntamente com os dados dos consumidores afetados pela falha, determina os indicadores DEC e FEC para o alimentador em questão. Na Tabela 4 é apresentado um trecho de um RM que mostra as operações realizadas para localizar e corrigir três falhas diferentes, definidas pelo número do documento (DOC).

Tabela 4. Dados de Relatórios de Manobra (RM).

DOC	DATA	EQPTO	NR_OPER.	DS_OPERACAO
298112	05/01/2003 07:06:00	10708	59	ABERTO POR FALHA
298112	05/01/2003 07:53:00	1995	7	ABRIR SEM TENSAO
298112	05/01/2003 07:56:00	10708	12	RELIGAR
298112	05/01/2003 08:29:00	1995	2	FECHAR COM CARGA
299934	16/01/2003 09:40:18	10069	59	ABERTO POR FALHA
299934	16/01/2003 17:36:00	10069	2	FECHAR COM CARGA
300692	20/01/2003 17:01:00	10708	59	ABERTO POR FALHA
300692	20/01/2003 17:04:00	10705	59	ABERTO POR FALHA
300692	20/01/2003 17:04:00	16949	1	ABRIR COM CARGA
300692	20/01/2003 17:04:00	8469	59	ABERTO POR FALHA
300692	20/01/2003 17:04:00	4920	1	ABRIR COM CARGA
300692	20/01/2003 17:49:00	1995	1	ABRIR COM CARGA
300692	20/01/2003 17:53:00	10708	62	FECHAR
300692	20/01/2003 18:47:00	1430	1	ABRIR COM CARGA
300692	20/01/2003 19:01:00	10705	2	FECHAR COM CARGA
:	:	:	:	:

Cálculo de uma taxa de falha constante

Por questões de simplificação ou falta de dados mais completos, o cálculo da taxa de falha pode ser feito apenas computando-se os tempos de reparo e número de falhas do alimentador ou até mesmo do conjunto. Então, para cada ocorrência (DOC), conta-se uma falha e o seu tempo de reparo em horas, somando tudo dentro de um determinado período, normalmente entre 3 e 5 anos, como na Tabela 5. Uma análise da influência do tamanho do histórico de ocorrências na taxa falha, e consequente reflexo nos indicadores de continuidade estimados, foi realizada por Vaz (2007).

Tabela 5. Somatório dos dados de falha.

DOC	Contagem (n)	Tempo de Reparo (h:m)
110310	1	00:43
110572	1	00:24
120152	1	00:33
:	:	:
512353	1	01:02
Total	435	372,81 h

Sendo um histórico de 5 anos (43.800h), a taxa de falha é obtida pela equação 2.

$$\lambda = \frac{n}{T_T - TR} = \frac{435}{43800 - 372,81} = 0,010016766 \quad (2)$$

Em que:

- λ = taxa de falha (ocorrências por hora);
- n = número de ocorrências;
- T_T = tempo total da análise (horas);
- TR = tempo de reparo (horas).

O valor de λ fica mais compreensível se o convertermos para falhas por ano. Nesta aplicação, multiplicando λ por 8.760, tem-se uma média de 87,74 falhas por ano; também se pode obter o tempo médio de reparo, nesse caso de 51 minutos por falha. Para analisar os efeitos da proteção neste alimentador é necessário definir as taxas por trechos, então o valor total de λ é dividido pelo número de trechos que serão analisados, como definido na Figura 18, onde existem sete trechos com λ constante e igual a 12,53.

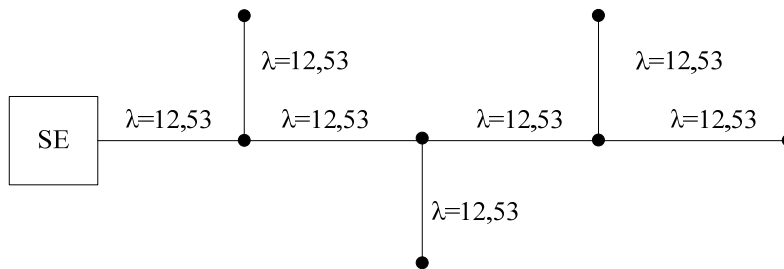


Figura 18. Alimentador com taxa de falha constante.

Cálculo da taxa de falha por quilômetro

Um pequeno refinamento que pode ser adicionado ao cálculo anterior é transformar a taxa de falha constante em um fator multiplicável pelo comprimento da rede. Assim, tem-se uma taxa de falha variável de acordo com a distância dos trechos. É o tipo mais adotado na literatura, mas ainda não representa com fidelidade a ocorrência das falhas, pois não existe um vínculo geográfico.

O cálculo exige o conhecimento do comprimento total do alimentador e seus ramais, e das distâncias entre os trechos que se quer analisar. Então, basta dividir o valor de λ do alimentador pelo seu comprimento total, e depois multiplicar pelas distâncias dos trechos (Figura 19). O tempo médio de reparo por falha normalmente é considerado constante, mas é importante diferenciá-lo por trecho, senão o DEC normalizado pelo valor máximo será exatamente igual ao FEC normalizado. Assim, é interessante fazê-lo em função da distância que a equipe de reparo terá que percorrer para atender a ocorrência, por exemplo.

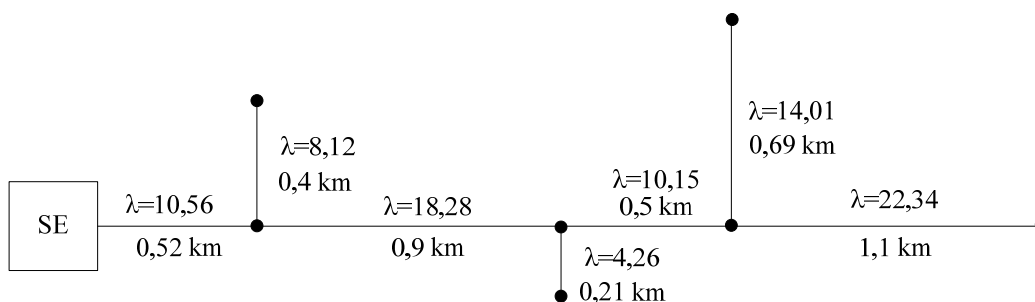


Figura 19. Alimentador com taxa de falha por quilômetro.

Cálculo da taxa de falha por trecho

É de conhecimento dos operadores de redes de distribuição que existem locais mais propensos a interferências nas linhas, abalroamento de postes, curtos-circuitos e demais fatores que ocasionam uma falha no fornecimento de energia. Esses locais críticos possuem taxas de falha muito superiores ao restante do alimentador, que se não forem consideradas diretamente acabam sendo divididas com trechos mais confiáveis da rede, como ocorre nos cálculos apresentados anteriormente.

Para se calcular as taxas de falha por trecho de alimentador primeiramente é necessário o conhecimento da topologia da rede de MT com todos os equipamentos que podem aparecer nos relatórios de manobra e de falhas. Então, é preciso definir os trechos, que serão seções do alimentador determinadas por pontos que possam balizar o somatório das falhas dentro de certo intervalo, como chaves seccionadoras manuais ou fusíveis já existentes. Veja o exemplo da Figura 20 em que estão definidos dois trechos, o primeiro corresponde ao segmento de alimentador compreendido entre o disjuntor da subestação (10708) e a chave seccionadora manual (1995), e o segundo desta chave em diante. No caso de ocorrer um curto-circuito no trecho 2, a falha deve ser computada apenas para esse trecho, mesmo que cause a abertura do disjuntor e conseqüentemente a desenergização de todo o alimentador. Para conseguir computar as falhas desta forma é preciso consultar os relatórios de manobra.

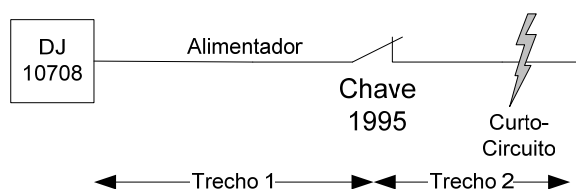


Figura 20. Exemplo de trechos de um alimentador.

O procedimento consiste em identificar dentro de cada documento (DOC) do RM as operações responsáveis pelo início e fim da manobra, data e hora de ocorrência (DATA), computando seu tempo total para o último trecho a ser reenergizado. A Tabela 6 apresenta um exemplo de falha após o equipamento 1995 (EQPTO) do DOC 298112 da Tabela 4.

Tabela 6. Identificação de início e fim de uma manobra.

DOC	EQPTO	DATA	DS_OPERACAO
298112	10708	05/01/2003 07:06:00	ABERTO POR FALHA
:	:	:	:
298112	1995	05/01/2003 08:29:00	FECHAR COM CARGA
Tempo de Reparo (h:m)		1:17	

Então, somando os tempos de reparo e o número de ocorrências de todos os equipamentos que afetaram a rede de MT em cada trecho, aplica-se a equação 2 para se obter as respectivas taxas. Assim, seguindo o exemplo apresentado nos itens anteriores, chega-se às taxas indicadas na Figura 21.

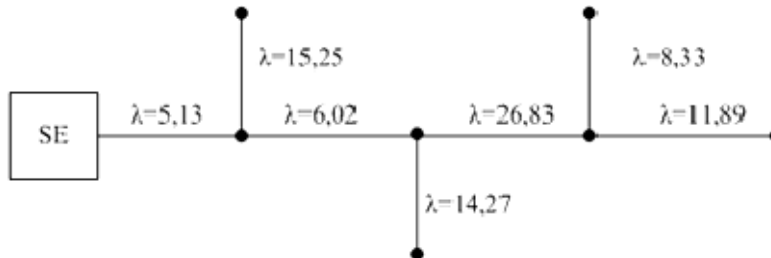


Figura 21. Alimentador com taxas de falha calculadas por trecho.

Pode-se perceber ao comparar as figuras 18, 19 e 21 que dependendo a forma com que se computam as falhas, se obtêm resultados bem distintos para as taxas nos trechos do alimentador. No capítulo 4 serão exploradas as consequências de cada abordagem na alocação de chaves seccionadoras automáticas.

3.1.3 Matriz de Alcance

O modelo de alimentador de distribuição radial pode ser representado por um grafo orientado, com a subestação sendo o nó de origem ($n^{\circ} 1$) e os demais equipamentos sendo nós conectados por ramos com o sentido da corrente elétrica (Figura 22).

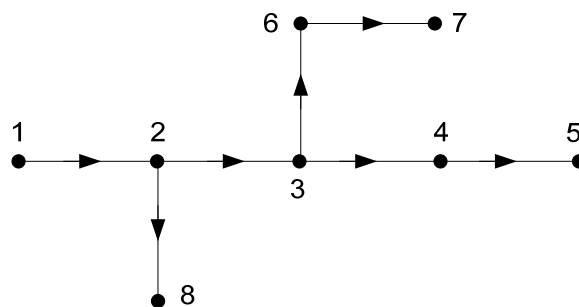


Figura 22. Grafo orientado.

Para descrever este grafo se parte de uma matriz de definição de ramos, com duas colunas e $n-1$ linhas, sendo n o número de nós, normalmente designada “DE-PARA”. A primeira coluna define o nó de origem do ramo (DE), e a segunda o nó terminal (PARA), como representado na Tabela 7.

Tabela 7. Definição de ramos para a Figura 22.

DE	PARA
1	2
2	3
3	4
4	5
3	6
6	7
2	8

A partir da definição dos ramos da Tabela 7 pode-se montar uma matriz de adjacência (A), de tamanho $n \times n$, que determina quais nós são adjacentes obedecendo à orientação dos ramos. Sendo assim, o elemento A_{ij} é igual a 1 se o nó da linha i forma um ramo no sentido positivo com o nó da coluna j , senão é igual a zero. A seguir em (4), está a matriz de adjacência para os ramos definidos na Tabela 7. Essa matriz serve para indicar se existe um caminho que conecte um nó em uma linha com outro nó em uma coluna, como está na matriz A , da linha 1 para a coluna 2.

$$A = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (3)$$

Quando se multiplica a matriz de adjacência por ela mesma, tem-se um caminho possível com dois passos, ou seja, utilizando dois ramos. Estendendo esta definição até o número de ramos, mais a matriz identidade, tem-se a matriz de alcance R^j , que contém o elemento R_{ij} igual a 1 se a partir do nó da linha i se consegue chegar ao nó da coluna j com qualquer número de passos (CHRISTOFIDES, 1975). A equação (5) define a matriz de alcance em (6):

$$R = (I + A)^{n-1} \quad (4)$$

^j R - do inglês: *Reachability*

$$R = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (5)$$

Como o sistema de distribuição representado é radial, é possível se verificar pela matriz R que o nó 1, que designa a subestação, alcança todos os demais nós; o nó 2 alcança todos os nós menos o 1, porque não há fluxo reverso; e os nós 5, 7 e 8 têm seu alcance restrito a eles mesmos, pois são nós terminais.

Desta forma, a matriz de alcance se torna uma ferramenta muito importante para a análise da proteção de sistemas de distribuição, pois ela define quais nós estão à jusante de um nó determinado, ou seja, quais cargas estão à frente de um equipamento de proteção como uma chave fusível, por exemplo. Para isso, basta verificar as colunas que contenham elementos iguais a 1 em uma determinada linha.

Este tipo de análise será empregado para montar a Matriz Lógico-Estrutural que é utilizada no cálculo dos indicadores de continuidade DEC, FEC e ENS. O desenvolvimento destes cálculos será apresentado no item 3.4.2.

3.2 Modelagem dos Equipamentos de Proteção

A grande maioria das redes de distribuição no Brasil é formada por condutores nus (sem isolamento), sendo muito vulneráveis a interferências de objetos, vegetação e animais que podem causar um curto-circuito. Além disso, podem ocorrer outras falhas como queda de postes, rompimento de cabos, etc.

Para interromper o curto-circuito, isolar o trecho com defeito e religar as demais seções sem problemas existem os equipamentos de proteção. A seguir serão apresentadas as características importantes para a modelagem e os principais equipamentos que farão parte deste estudo.

3.2.1 Características da Proteção

Os curtos-circuitos podem ser classificados em dois tipos, transitório ou permanente. O primeiro normalmente ocorre por interferência na rede ou por quebra de isolamento e é extinto após a abertura do circuito, permitindo que o sistema seja restabelecido sem a necessidade de manutenção. Em redes com cabos nus se estima que 50% a 90% das faltas são causadas por curtos-circuitos transitórios (SHORT, 2004). Já o curto-circuito permanente é ocasionado por um dano no cabo ou em um equipamento, e exige que uma equipe de manutenção encontre o local com problema e realize seu reparo.

Cada equipamento de proteção pode ser classificado de acordo com suas características e contribuições para a minimização dos efeitos destes tipos de curto-circuito nos diferentes trechos de um alimentador. As principais características utilizadas na proteção de redes de distribuição são:

Religamento: após detectar e interromper uma condição de curto-circuito por meio de abertura, o equipamento é capaz de realizar automaticamente uma ou mais operações de fechamento, visando restabelecer o fornecimento de energia para falhas não-permanentes.

Seletividade: o sistema de proteção é capaz de reconhecer e selecionar as condições em que deve operar, a fim de evitar operações desnecessárias. Também define a capacidade do equipamento de proteção mais próximo da falha atuar e isolar a seção antes do que o equipamento de retaguarda.

Coordenação: quando o equipamento alterna suas operações de maneira coordenada com outros dispositivos instalados a jusante do mesmo. Por exemplo, um equipamento com capacidade de religamento atua instantaneamente a primeira vez que detecta um curto-circuito, mas se ao religar o problema persistir, o equipamento aguarda certo tempo para atuar novamente, esperando que outro equipamento mais próximo do problema interrompa o circuito. Também pode haver coordenação entre uma chave seccionadora automática e um disjuntor, quando a chave abre após duas ou mais tentativas de religamento. O objetivo é evitar que falhas transitórias causem a operação de dispositivos de proteção que não tenham religamento automático e que, no caso de defeitos permanentes, a menor quantidade possível da rede fique desligada.

Estas características podem ser inerentes aos equipamentos, ou no caso da automação, serem gerenciadas pelo sistema supervisório via um canal de comunicação.

3.2.2 Principais Equipamentos

Existem muitos equipamentos utilizados na proteção de redes de distribuição, alguns limitados a funções específicas e outros que englobam várias habilidades. Aqui são apresentados os equipamentos mais comuns e que serão modelados neste trabalho.

Chave Fusível: As chaves-fusíveis são dispositivos eletromecânicos que têm como função básica interromper o circuito elétrico quando ocorrer a fusão do elemento de ligação entre o alimentador e o equipamento ou ramal.

O princípio de funcionamento se baseia na extinção do arco elétrico formado dentro do cartucho ou canela, devido à abertura do circuito após a fusão do elo-fusível. O arco irá queimar o tubinho e/ou paredes do cartucho, produzindo gases desionizantes (CO_2 , nitrogênio, etc.), que irão extingui-lo. Além disso, a expansão destes gases no interior do cartucho, dá origem a uma intensa diferença de pressão interna, que irá expulsar os mesmos pela parte inferior, originando um empuxo que desconecta o contato superior do cartucho do contato da chave, fazendo-o girar através de uma junta articulada. Após a operação da chave, o cartucho fica "pendurado", indicando a operação (Figura 23).

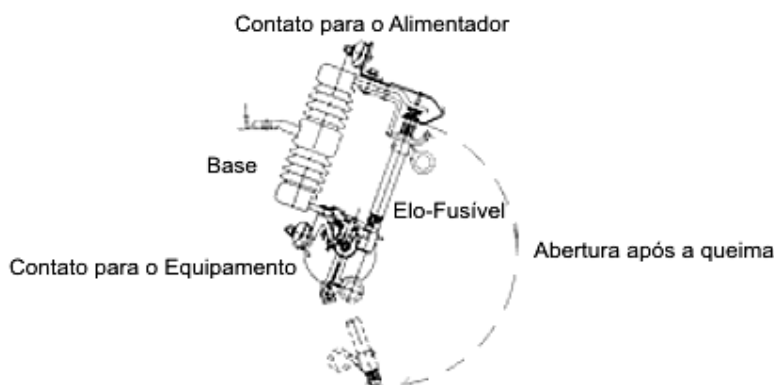


Figura 23. Chave fusível.

É importante observar que este tipo de chave-fusível não deve ser empregado para manobra de circuito com carga, pois seus contatos não possuem meios de interrupção de arco (óleo, SF_6 , etc.). A abertura de circuito com carga leva a um desgaste prematuro dos contatos da chave e pode provocar danos físicos e risco de vida à pessoa que está realizando a operação de abertura, principalmente nos dias chuvosos. Para isso foram desenvolvidos alguns acessórios que quando instalados possibilitam a abertura com segurança do circuito sob carga.

Existe uma variedade de elos-fusíveis com diferentes características de tempo *versus* corrente, que além de serem adequados ao equipamento que estão protegendo, podem ser usados com o intuito de coordenação com um equipamento com capacidade de religamento localizado a montante.

Sendo assim, as chaves fusíveis podem ser modeladas para atuarem instantaneamente para qualquer tipo de curto-circuito, evitando que as cargas a montante da chave sejam interrompidas, e exigindo o reparo do defeito para restaurar as cargas a jusante; ou serem coordenadas, a fim de evitar sua queima para curtos-circuitos transitórios, porém interrompendo todas as cargas a jusante do religador pelo tempo de religamento. Caso haja coordenação e a falha seja permanente, a chave fusível atua e apenas as cargas a jusante dela são isoladas.

Religador: Equipamento que realiza, automaticamente, uma sequência de desligamentos, ou disparos, para interromper o curto-circuito, religando após um pequeno intervalo de tempo (da ordem de segundos), proporcionando uma alta probabilidade de desaparecimento do defeito no caso de uma falha transitória.

Basicamente, um religador é constituído por um mecanismo automático projetado para abrir e fechar circuitos sob carga ou em curto-circuito. Para extinguir os arcos elétricos inerentes a estas operações de chaveamento os religadores usam mecanismos e meios de interrupção similares aos disjuntores, sendo mais comuns o óleo isolante, câmara de vácuo, e gás SF₆. O comando é feito por relés de sobrecorrente de ação indireta (alimentados por TCs, geralmente de bucha), que realizam as funções 50 e 51, e por um relé de religamento (função 79). Atualmente, os dispositivos sensores e de controle de um religador são microprocessadores dedicados que realizam as funções 50, 51 e 79 e muito mais. São os chamados religadores microprocessados ou numéricos de multifunção, que também podem estar ligados a uma UTR para comunicação com o COD (ZIMMERMAN, 2005).

No modelo desenvolvido, considera-se que o religador é capaz de interromper qualquer tipo de curto-circuito causado a jusante, impedindo que as cargas a montante sejam afetadas. Caso a falha seja transitória, ela não será computada, pois os tempos de religamento são inferiores ao tempo mínimo de 3 minutos determinado pelo órgão regulador. Neste trabalho, o religador não é considerado com capacidade de comunicação e, portanto, não pode abrir em caso de falta a montante, com a finalidade de transferir as cargas a jusante para outro alimentador.

Supondo que haja um religador automático de distribuição a montante de uma chave fusível e que ocorra um defeito a jusante desta, conforme esquema da Figura 24, as curvas de atuação dos equipamentos são apresentadas pela Figura 25 a seguir.



Figura 24. Coordenação entre religador e elo fusível.

Na Figura 25 pode-se verificar que na ocorrência de um curto-circuito com valores inferiores a I_2 , haverá atuação da curva rápida do religador automático de distribuição sem que ocorra a queima dos elos fusíveis. Isso evita que defeitos momentâneos venham a causar interrupções permanentes. Então, o religador efetuará o religamento, porém passando a atuar em sua curva temporizada, e caso o defeito não seja eliminado após este religamento haverá a queima do elo fusível, isolando o trecho defeituoso (considerando-se correntes de defeito compreendidas entre I_1 e I_2).

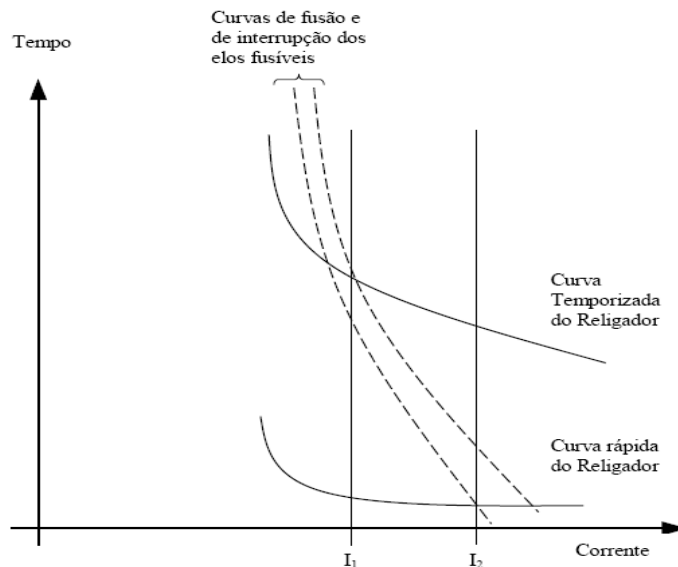


Figura 25. Curvas de atuação dos dispositivos de proteção.

Chaves Manuais: apesar de não serem efetivamente equipamentos de proteção, pois não interrompem correntes de curto-circuito, as chaves manuais contribuem significativamente para a redução dos indicadores de continuidade DEC e ENS, mas não afetam o FEC. São simplesmente um ponto de contato entre dois trechos da rede, e podem estar normalmente fechadas (NF), para isolar falhas a jusante por meio de seccionamento (Figura 26), ou normalmente abertas (NA) para transferir cargas de um alimentador para outro. Nesse caso, é realizada uma manobra com a abertura de uma NF, e fechamento de uma NA a jusante, como ilustrado no esquema da Figura 27.

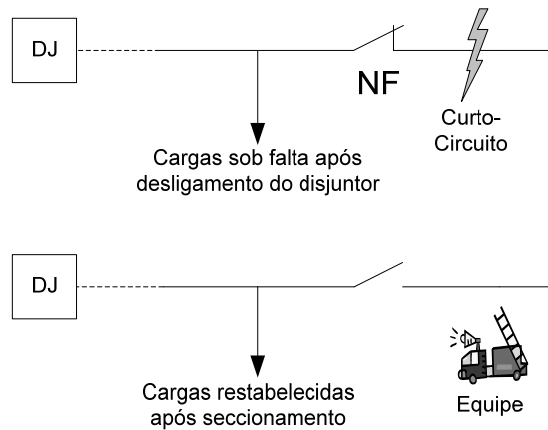


Figura 26. Seccionamento de rede com falha a jusante de uma chave NF.

Tais procedimentos são feitos manualmente por um eletricista com uma vara de manobra, sempre após o desligamento do circuito pelo disjuntor da subestação. No caso de transferência de carga, é preciso que haja capacidade disponível no outro alimentador ligado à chave NA que será fechada.

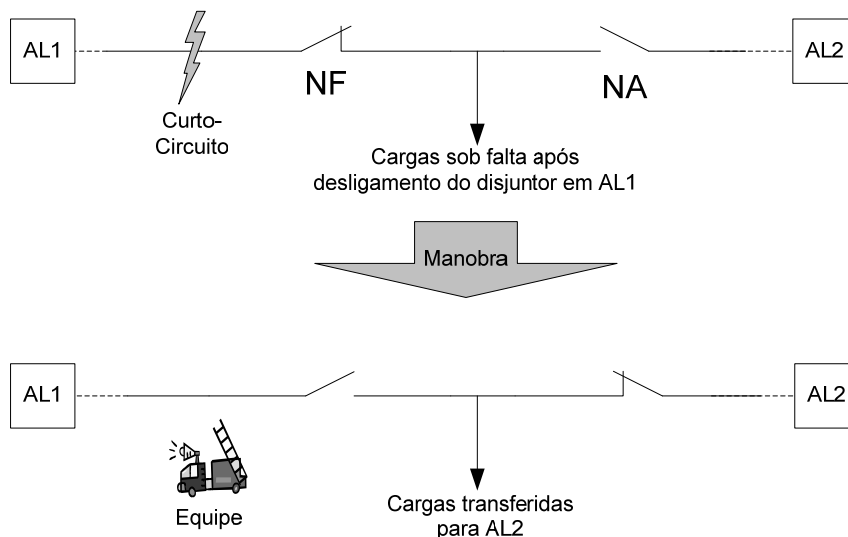


Figura 27. Manobra entre alimentadores com falha a montante de uma chave NF.

As chaves do tipo manual não podem interromper curtos-circuitos, portanto transmitem falhas a jusante para cargas a montante, o que deve ser considerado em sua modelagem. Contudo, é possível seccionar trechos com falhas a jusante da chave, contando certo tempo, que representa o deslocamento da equipe de emergência até o local da chave e consequente acionamento dessa. Define-se então o Tempo de Seccionamento (TS). Já a manobra de transferência deve ser realizada quando a falha está a montante de uma NF e existe uma NA a jusante com capacidade disponível no alimentador adjacente. Para esse caso, deve ser computado um tempo um pouco maior, devido a um novo deslocamento da equipe até a posição da NA. Este será o Tempo de Transferência (TT).

Chaves Automáticas: Estas chaves aliam as propriedades de um religador e ainda atuam automaticamente para realizar manobras de transferência de cargas. Assim, permitem a redução dos três indicadores já citados (DEC, FEC e ENS).

Estes elementos são modelados com um TS igual a zero, ou seja, bloqueiam um curto-circuito de forma que ele não atinja cargas a montante da chave, e um TT de poucos minutos, para o conjunto NF-NA realizar a manobra de forma segura após uma avaliação do sistema supervisor.

Para garantir que a transferência possa ser feita é necessário alocar as chaves NF e NA em um bloco de carga que seja suportado pelo alimentador adjacente. Isto significa que ao transferir as cargas os limites de tensão e corrente não devem ser violados. Sendo assim, é preciso verificar o fluxo de potência do alimentador que irá receber as cargas em um ponto de operação determinado, considerando fatores de demanda e potência, como será apontado a seguir.

3.3 Fluxo de Potência

Para se efetuar uma análise sobre o desempenho dos sistemas de distribuição é necessário o uso de ferramentas que possibilitem cálculos de carregamento e do perfil de tensão. O fluxo de potência possibilita detectar problemas relacionados com a queda de tensão e sobrecorrentes em um alimentador, assim como avaliar as perdas elétricas no sistema de distribuição.

Devido às particularidades inerentes às redes de distribuição, como sua estrutura normalmente radial e uma alta relação entre os valores de resistência e reatância (R/X), alguns métodos para estudos de fluxo de potência podem apresentar problemas de mal condicionamento que impedem a convergência ou resultam em soluções não confiáveis. Por isso, a literatura apresenta um método que não depende da relação R/X para o cálculo do fluxo de potência em alimentadores radiais, chamado de Método do Somatório das Potências (MSP) (COELHO; KNOLSEISEN, 2004). Uma extensa discussão sobre os métodos de fluxo de potência e uma prova formal da convergência do MSP é apresentada em (ISSICABA, 2008).

A solução do MSP se baseia na eliminação dos ângulos de fase da tensão nas equações a serem solucionadas, permitindo obter soluções exatas trabalhando-se somente com as magnitudes de tensão, o que facilita a programação e gera uma rápida convergência do algoritmo. Assim, o fluxo de carga é definido a partir do cálculo das potências e tensões nodais.

O algoritmo MSP pode ser resumido nos seguintes passos:

1. Leitura dos dados do sistema;
2. Fixar erro para convergência, vetor de tensões iniciais (perfil plano) e contador de iterações em zero;
3. Enquanto o desvio de tensões entre iterações é maior que o erro fixado:
 - i. Calcular as potências ativa e reativa acumuladas e perdas ativa e reativa a partir dos nós terminais (montante);
 - ii. Calcular as tensões a partir da subestação (jusante);
 - iii. Incrementar contador de iterações.

3.3.1 Queda de Tensão

Na grande maioria dos sistemas de distribuição a única fonte de tensão é a subestação, e os alimentadores distribuem a energia de forma radial até os consumidores. Sendo assim, a queda de tensão causada pela impedância dos cabos aumenta com o aumento da distância entre o ponto de carga e a subestação. A Figura 28 exemplifica essa relação entre a tensão e a distância da carga para a subestação a partir de um grafo orientado, em que o nó inicial é a fonte, com tensão de referência igual a 1 pu, e todos os demais são as cargas.

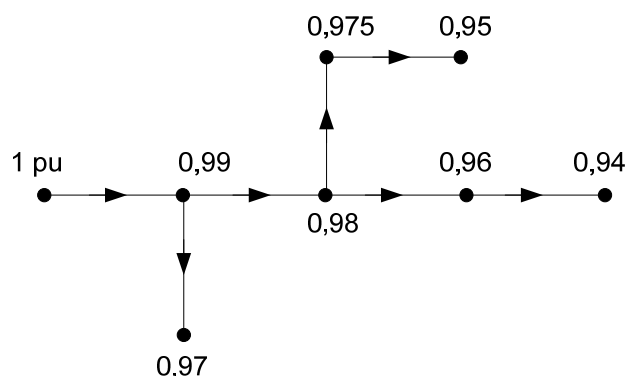


Figura 28. Exemplo das tensões em pu em um grafo de um alimentador.

Ao ser realizada uma manobra de transferência de carga entre dois alimentadores é preciso reavaliar o fluxo de potência, pois novas cargas são inseridas no alimentador de socorro, havendo um aumento da corrente que circula pelo circuito e conseqüentemente um aumento da queda de tensão, principalmente nos pontos extremos.

Para suprir quedas de tensão acentuadas é possível se elevar a tensão da subestação, desde que os consumidores próximos não sofram com uma sobretensão, e utilizar reguladores automáticos de tensão ou bancos de capacitores ao longo do alimentador. A Resolução N° 676 de 2003 da ANEEL estabelece como tensão adequada para sistemas entre 1 e 69 kV os limites de 1,05 e 0,93 pu.

Para se obter a máxima transferência de carga, em que a posição da NF seja a mais afastada possível da NA, deve-se considerar os dados de demanda e fator de potência de cada alimentador, e agregar um ponto de carga de cada vez ao alimentador de socorro. A cada nova carga adicionada, se verifica o fluxo de potência, até que algum ponto do alimentador fique com menos do que 0,93 pu de tensão. Ao mesmo tempo em que se verifica a queda de tensão também devem ser verificados os carregamentos dos cabos. Ao contrário da queda de tensão, o carregamento afeta os trechos mais próximos da subestação, devido à ampacidade dos condutores. Deve-se comparar a corrente definida pelo fluxo de potência para cada trecho com a capacidade do cabo tabelada pelo seu fabricante. A Figura 29, a seguir, é um exemplo hipotético das correntes que circulam em um alimentador representado por um grafo de oito nós. Pode ser verificado que os valores nos trechos diminuem à medida que se afastam do nó fonte, que representa a subestação.

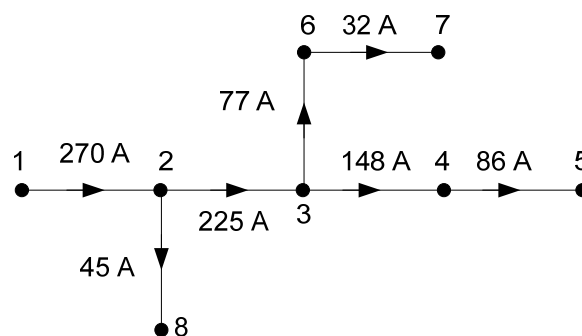


Figura 29. Exemplo das correntes em um grafo de um alimentador.

Então, os pontos agregados ao alimentador de socorro que passarem pelos critérios de queda de tensão e carregamento serão candidatos a alocação de uma chave NF automática, compreendidos entre a posição NA e a anterior à que viola algum dos limites.

3.4 Cálculo dos Indicadores de Continuidade

Os indicadores de continuidade do fornecimento de energia elétrica (valor esperado de energia não fornecida ou número esperado de consumidores-hora sem fornecimento de energia) representam a confiabilidade do sistema, e alguns como o DEC e o FEC são regulados pela ANEEL (SPERANDIO et al., 2004).

A formação dos modelos matemáticos para a definição desses indicadores para cada conjunto consumidor apresenta algumas dificuldades devido à complexidade da criação de expressões analíticas em função dos diferentes tipos e lugares de instalação dos equipamentos de proteção e controle. Para a simplificação da solução deste problema pode ser utilizada a Matriz Lógico-Estrutural (DIAS, 2002; ABAIDE, 2005). A complexidade na formação desta

matriz depende das definições das características de tempo de restabelecimento do fornecimento de energia, que não dependem somente da instalação de equipamentos de proteção, mas também da quantidade, composição e esquema de distribuição destes equipamentos.

3.4.1 Matriz Lógico-Estrutural

A análise do desempenho das redes de distribuição pode ser realizada por meio da Matriz Lógico-Estrutural (MLE), na qual são considerados, para cada ponto da rede, a taxa de falhas por ano (λ), o tempo médio de restabelecimento ou reparo (TR), o número de consumidores (N) e a carga (L).

Com tais características é possível determinar para um alimentador os valores esperados por ano para a duração e frequência equivalente de interrupção por consumidor (DEC e FEC), bem como a quantidade de energia não suprida (ENS).

Cada coluna da matriz corresponde a cada um dos trechos do alimentador de distribuição. Cada linha da matriz corresponde a um transformador ou nó do sistema de distribuição. Nas células da Matriz Lógico-Estrutural, colocam-se os valores dos tempos médios de restabelecimento da energia. Para a definição deste valor 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 falha no trecho da rede de distribuição (coluna da matriz), considerando os equipamentos de proteção instalados na rede. No caso de calcular os indicadores DEC e ENS, as células da matriz devem ser preenchidas com parcelas de tempo, já para o indicador FEC são iguais a zero ou um, e em ambos os casos dependem do tipo de dispositivo instalado.

A montagem da Matriz Lógico-Estrutural, e os cálculos dos indicadores serão exemplificados a seguir com base no alimentador simplificado da Figura 30. Assume-se que a chave NA no ponto 5 está ligada a outro alimentador com capacidade de receber as cargas a jusante da chave NF.

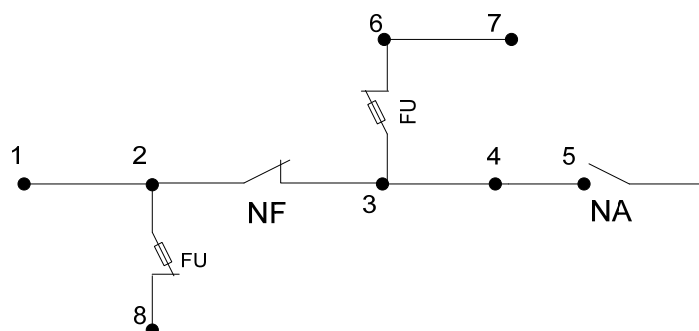


Figura 30. Exemplo de um alimentador simplificado com equipamentos de proteção.

3.4.2 Cálculo dos Indicadores DEC e ENS

Para se obter os indicadores de continuidade DEC e ENS, a Matriz Lógico-Estrutural é inicializada com os tempos de reparo de cada nó preenchendo a coluna respectiva a ele, como mostra a Tabela 8.

Tabela 8. Inicialização da Matriz Lógico-Estrutural para o exemplo da Figura 30.

Nós Atingidos	Nó com Falha							
	1	2	3	4	5	6	7	8
1	TR_1	TR_2	TR_3	TR_4	TR_5	TR_6	TR_7	TR_8
2	TR_1	TR_2	TR_3	TR_4	TR_5	TR_6	TR_7	TR_8
3	TR_1	TR_2	TR_3	TR_4	TR_5	TR_6	TR_7	TR_8
4	TR_1	TR_2	TR_3	TR_4	TR_5	TR_6	TR_7	TR_8
5	TR_1	TR_2	TR_3	TR_4	TR_5	TR_6	TR_7	TR_8
6	TR_1	TR_2	TR_3	TR_4	TR_5	TR_6	TR_7	TR_8
7	TR_1	TR_2	TR_3	TR_4	TR_5	TR_6	TR_7	TR_8
8	TR_1	TR_2	TR_3	TR_4	TR_5	TR_6	TR_7	TR_8

Em seguida, é feita a avaliação da atuação de cada equipamento, que irá substituir os tempos de reparo dos nós atingidos pelo tempo de atuação do equipamento, ou tempo de manobra. Para essa avaliação, recorre-se à matriz de alcance definida no item 3.1.3, que irá determinar quais nós estão a jusante e a montante de um equipamento.

Chaves de Manobra: existem duas possibilidades de manobra por meio destas chaves, a primeira é o seccionamento, quando o trecho sob falha e os demais nós a jusante de uma chave NF são isolados dos nós a montante (alimentados) com um tempo de seccionamento (TS). A segunda é a transferência dos nós a jusante da chave NF para falhas a montante, com certo tempo de transferência (TT). Isso depende da existência de uma chave NA a jusante da NF, e que o alimentador adjacente tenha capacidade disponível para receber as cargas a serem transferidas.

Para o caso de chaves manuais, normalmente $TR > TT > TS$ e então os tempos de manobras substituem os tempos de reparo, como está destacado na Tabela 9. Note a disposição dos valores de TT e TS na matriz quando existe uma dupla de chaves NF-NA.

Tabela 9. Matriz Lógico-Estrutural acrescida das manobras entre chaves NF e NA.

Nós Atingidos	Nó com Falha							
	1	2	3	4	5	6	7	8
1	TR_1	TR_2	TS	TS	TS	TS	TS	TR_8
2	TR_1	TR_2	TS	TS	TS	TS	TS	TR_8
3	TT	TT	TR_3	TR_4	TR_5	TR_6	TR_7	TT
4	TT	TT	TR_3	TR_4	TR_5	TR_6	TR_7	TT
5	TT	TT	TR_3	TR_4	TR_5	TR_6	TR_7	TT
6	TT	TT	TR_3	TR_4	TR_5	TR_6	TR_7	TT
7	TT	TT	TR_3	TR_4	TR_5	TR_6	TR_7	TT
8	TR_1	TR_2	TS	TS	TS	TS	TS	TR_8

Chaves Fusíveis: estes equipamentos interrompem a corrente de curto circuito, não permitindo que uma falha a jusante atinja nós a montante. Logo, os tempos de reparo dos nós protegidos são substituídos por zero, tal qual a Tabela 10.

Terminada a substituição dos tempos de reparo pelos tempos de atuação dos equipamentos de proteção e seccionamento, as colunas da matriz são multiplicadas pela taxa de falha do respectivo nó (equação 7), e as linhas são multiplicadas pelo número de consumidores para se obter o DEC, ou pela carga para se obter o ENS.

Tabela 10. Matriz Lógico-Estrutural acrescida da atuação das chaves fusíveis.

Nós Atingidos	Nó com Falha							
	1	2	3	4	5	6	7	8
1	TR_1	TR_2	TS	TS	TS	0	0	0
2	TR_1	TR_2	TS	TS	TS	0	0	0
3	TT	TT	TR_3	TR_4	TR_5	0	0	0
4	TT	TT	TR_3	TR_4	TR_5	0	0	0
5	TT	TT	TR_3	TR_4	TR_5	0	0	0
6	TT	TT	TR_3	TR_4	TR_5	TR_6	TR_7	0
7	TT	TT	TR_3	TR_4	TR_5	TR_6	TR_7	0
8	TR_1	TR_2	TS	TS	TS	0	0	TR_8

Tabela 11. Matriz Lógico-Estrutural com tempos x taxa de falha.

Nós Atingidos	Nó com Falha							
	1	2	3	4	5	6	7	8
1	$TR_1 \cdot \lambda_1$	$TR_2 \cdot \lambda_2$	$TS \cdot \lambda_3$	$TS \cdot \lambda_4$	$TS \cdot \lambda_5$	0	0	0
2	$TR_1 \cdot \lambda_1$	$TR_2 \cdot \lambda_2$	$TS \cdot \lambda_3$	$TS \cdot \lambda_4$	$TS \cdot \lambda_5$	0	0	0
3	$TT \cdot \lambda_1$	$TT \cdot \lambda_2$	$TR_3 \cdot \lambda_3$	$TR_4 \cdot \lambda_4$	$TR_5 \cdot \lambda_5$	0	0	0
4	$TT \cdot \lambda_1$	$TT \cdot \lambda_2$	$TR_3 \cdot \lambda_3$	$TR_4 \cdot \lambda_4$	$TR_5 \cdot \lambda_5$	0	0	0
5	$TT \cdot \lambda_1$	$TT \cdot \lambda_2$	$TR_3 \cdot \lambda_3$	$TR_4 \cdot \lambda_4$	$TR_5 \cdot \lambda_5$	0	0	0
6	$TT \cdot \lambda_1$	$TT \cdot \lambda_2$	$TR_3 \cdot \lambda_3$	$TR_4 \cdot \lambda_4$	$TR_5 \cdot \lambda_5$	$TR_6 \cdot \lambda_6$	$TR_7 \cdot \lambda_7$	0
7	$TT \cdot \lambda_1$	$TT \cdot \lambda_2$	$TR_3 \cdot \lambda_3$	$TR_4 \cdot \lambda_4$	$TR_5 \cdot \lambda_5$	$TR_6 \cdot \lambda_6$	$TR_7 \cdot \lambda_7$	0
8	$TR_1 \cdot \lambda_1$	$TR_2 \cdot \lambda_2$	$TS \cdot \lambda_3$	$TS \cdot \lambda_4$	$TS \cdot \lambda_5$	0	0	$TR_8 \cdot \lambda_8$

Agora, somando os termos das linhas, tem-se o tempo de interrupção esperado para o respectivo nó, o que é equivalente ao indicador de duração individual (DIC). Por exemplo, para o nó 1 a expressão para o tempo esperado de interrupção é a seguinte:

$$DIC_1 = \sum_{j=1}^n M_{1,j} = TR_1 \cdot \lambda_1 + TR_2 \cdot \lambda_2 + TS \cdot \lambda_3 + TS \cdot \lambda_4 + TS \cdot \lambda_5 \quad (6)$$

em que: DIC_1 = Duração de interrupções individual para consumidor no nó 1 (h/ano);
 $M_{1,j}$ = Elemento da linha 1 e coluna j , da MLE;
 TR_j = Tempo médio de reparo do nó j (h);
 λ_j = Taxa de falha do nó (falhas/ano);
 TS = Tempo de seccionamento (h);
 n = Número de nós.

Para o DEC, a expressão (7) é multiplicada pelo respectivo número de consumidores da linha, e então os resultados de todas as linhas são somados e divididos pelo número de consumidores total do conjunto sendo analisado (que pode envolver vários alimentadores), como na equação abaixo:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n \left(\sum_{j=1}^n M_{i,j} \right) \cdot N_i}{N_C} \quad (7)$$

em que: DEC = Duração Equivalente por Consumidor (h/ano);
 $M_{i,j}$ = Elemento da linha i e coluna j , da MLE;
 N_i = Número de consumidores do nó i ;
 N_C = Número de consumidores do conjunto;
 n = Número de nós.

Já o indicador ENS é calculado pela equação (9), onde a expressão (7) é multiplicada pela respectiva carga da linha e os resultados de todas as linhas são somados.

$$ENS = \sum_{i=1}^n \left(\sum_{j=1}^n M_{i,j} \right) \cdot L_i \quad (8)$$

Em que: ENS = Energia Não Suprida (kWh/ano);
 $M_{i,j}$ = Elemento da linha i e coluna j , da MLE;
 L_i = Carga do nó i (kW);
 n = Número de nós.

3.4.3 Cálculo do Indicador FEC

Para se obter o indicador de frequência equivalente de falhas por consumidor (FEC) é utilizada a Matriz Lógico-Estrutural previamente calculada na Tabela 10, quando todos os tempos de reparo já foram substituídos pelos tempos de atuação dos equipamentos. Então, os valores diferentes de zero devem ser substituídos por 1, representando que o nó da linha foi atingido pela falta do nó na coluna da matriz, e novamente as colunas são multiplicadas pela taxa de falha do nó. Assim, a nova MLE fica como a Tabela 12.

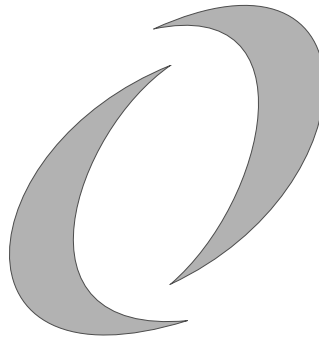
Tabela 12. Matriz Lógico-Estrutural sem os tempos, para o cálculo do FEC.

Nós Atingidos	Nó com Falha							
	1	2	3	4	5	6	7	8
1	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	0	0	0
2	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	0	0	0
3	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	0	0	0
4	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	0	0	0
5	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	0	0	0
6	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	λ_6	λ_7	0
7	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	λ_6	λ_7	0
8	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	0	0	λ_8

O somatório das linhas da Tabela 12 é multiplicado pelo respectivo número de consumidores do nó atingido, então os resultados de todas as linhas são somados e divididos pelo número de consumidores total do conjunto, como no cálculo do DEC.

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n \left(\sum_{j=1}^n M_{i,j}^* \right) \cdot N_i}{N_C} \quad (9)$$

Em que: FEC = Frequência Equivalente por Consumidor (falhas/ano);
 $M_{i,j}^*$ = Elemento da linha i e coluna j , da MLE sem os tempos;
 N_i = Número de consumidores do nó i ;
 N_C = Número de consumidores do conjunto;
 n = Número de nós.



CAPÍTULO 4

METODOLOGIA PROPOSTA

4.1 Introdução

A confiabilidade do sistema e a satisfação dos consumidores estão atualmente entre as principais preocupações das empresas distribuidoras de energia elétrica. Principalmente no Brasil, devido à política de metas para os indicadores de continuidade determinada pelo órgão regulador. A ANEEL também está elaborando uma regulamentação referente a perdas técnicas de energia, que irá cobrar metas das concessionárias de forma similar aos indicadores de continuidade.

Como foi apresentado no Capítulo 2, a automação de equipamentos e do gerenciamento da rede de distribuição proporciona vários ganhos para a empresa distribuidora de energia, como a redução da indisponibilidade, redução de perdas, monitoramento da rede, etc. No entanto, a decisão por automatizar o sistema de distribuição demanda um alto investimento e planejamento adequado.

Neste trabalho é abordada a alocação de chaves de manobra automáticas em alimentadores de distribuição, na configuração de anel aberto, com uma chave normalmente aberta (NA) interconectando dois alimentadores, cada um podendo receber uma chave normalmente fechada (NF). Este tipo de automação de nível 2 é o mais apropriado para empresas que já passaram pelo nível 1 (automação das SEs) e desejam continuar a desenvolver a automação de suas redes, pois é possível se fazer um investimento adequado e que vai preparar os procedimentos operativos para se atingir o próximo nível.

A metodologia consiste da escolha de uma posição NA já existente na rede, a partir da qual é verificado o fluxo de potência e as perdas elétricas à medida que se transfere carga de um alimentador para o outro até que se atinjam os limites de tensão ou corrente, resultando

numa série de pontos candidatos para receberem a chave NF. Então, para cada ponto candidato são apurados os indicadores de continuidade DEC, FEC e ENS. Com isso, cada configuração de chaves em um anel detém determinados valores para os indicadores, sendo todas viáveis do ponto de vista operacional.

A programação inteira é necessária para resolver o problema de alocação ótima, já que a função objetivo e as restrições são não-lineares e não-diferenciáveis, e uma chave é escolhida para determinada posição ou não.

Assim, o problema é formulado de forma a determinar a melhor combinação de posições para as chaves NF-NA para uma rede de distribuição constituída de vários alimentadores. O objetivo é minimizar o valor da energia não-suprida (ENS) e o número de chaves, respeitando as metas determinadas pela ANEEL para os indicadores DEC e FEC dos diferentes conjuntos supridos pelos alimentadores em questão.

A seguir, na Figura 31 é apresentado um fluxograma da metodologia proposta.

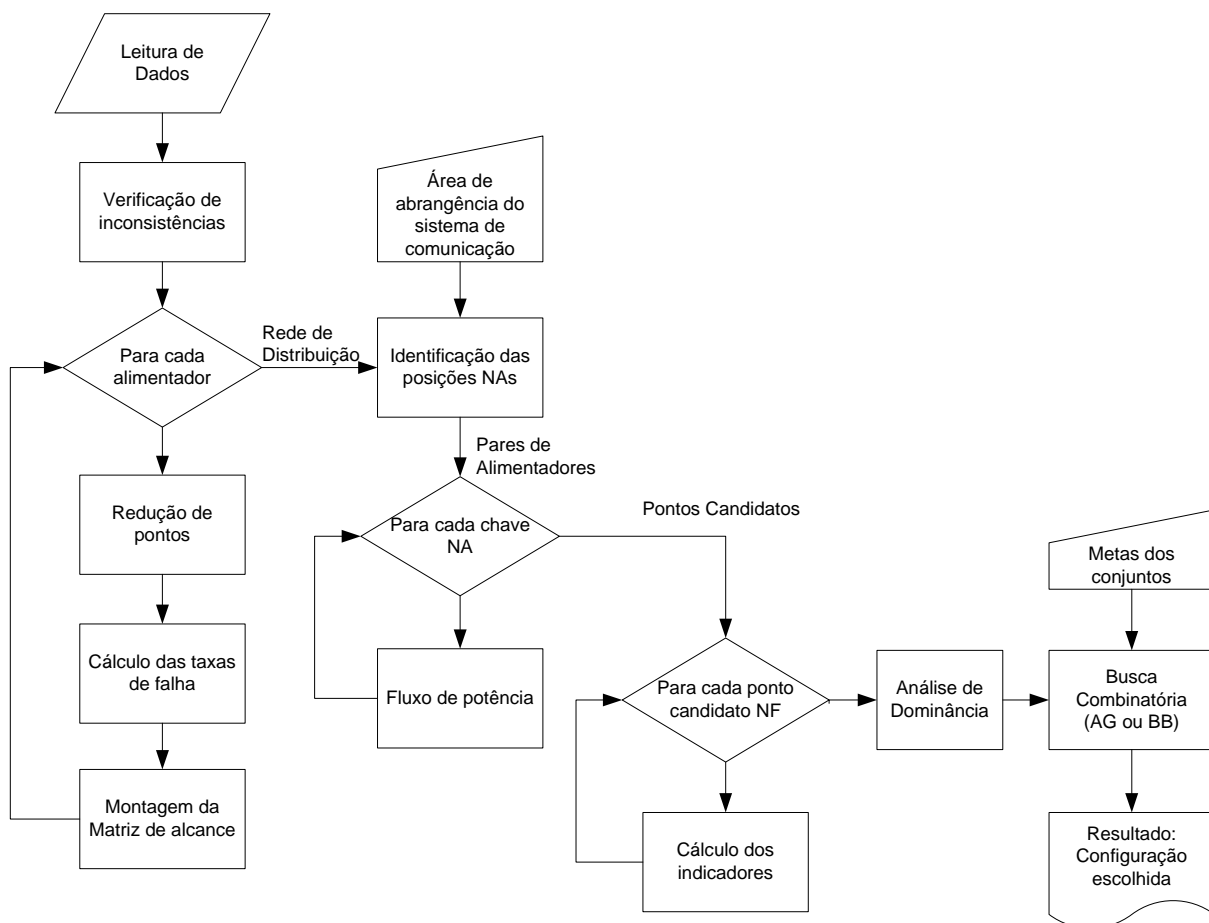


Figura 31. Fluxograma da metodologia proposta.

4.2 Influência do Cálculo da Taxa de Falha e Tempo de Reparo

Para testar a influência na análise dos indicadores de qualidade, devido ao modo como é calculada a taxa de falha e o tempo de reparo, foram utilizados dados de um histórico de cinco anos de um importante alimentador da CELESC. Seguindo os procedimentos do item 3.1.2 foram obtidos os dados por trecho de alimentador, e com os somatórios do comprimento, da taxa de falha e do tempo de reparo foram calculados os parâmetros por quilômetro e constante, apresentados na Tabela 13.

Tabela 13. Dados do alimentador teste.

Dados do Alimentador					Constante		Por Quilômetro		Por Trecho	
Nro	Ponto	Ponto	Compr.	Potência	Tx. Falha	T. Rep	Tx. Falha	T. Rep	Tx. Falha	T. Rep
Ponto	Inicial	Final	[km]	[kW]	λ [f/ano]	[h/f]	λ [f/ano]	[h/f]	λ [f/ano]	[h/f]
1	0	1	0,345	66,64	0,4100	1,5372	0,7863	2,9482	0,1700	0,7000
2	1	2	0,540	511,70	0,4100	1,5372	1,2308	4,6145	0,0000	0,0000
3	2	3	0,480	1195,06	0,4100	1,5372	1,0940	4,1018	0,5900	1,6500
4	3	4	0,200	1195,06	0,4100	1,5372	0,4558	1,7091	0,5900	2,6500
5	4	5	0,040	234,13	0,4100	1,5372	0,0912	0,3418	0,0000	0,0000
6	5	6	0,860	234,13	0,4100	1,5372	1,9601	7,3490	0,0000	0,0000
7	6	7	0,220	900,53	0,4100	1,5372	0,5014	1,8800	0,1700	1,0100
8	7	8	0,220	900,53	0,4100	1,5372	0,5014	1,8800	0,1700	1,0100
9	8	9	0,120	578,64	0,4100	1,5372	0,2735	1,0254	2,5900	4,6000
10	9	10	0,210	578,64	0,4100	1,5372	0,4786	1,7945	0,0900	2,9000
11	10	11	0,001	245,140	0,4100	1,5372	0,0023	0,0085	0,1700	0,6700
12	3	12	0,001	26,775	0,4100	1,5372	0,0023	0,0085	0,1700	6,8800
13	5	13	0,001	155,890	0,4100	1,5372	0,0023	0,0085	2,5000	5,3800
14	13	14	0,090	0,000	0,4100	1,5372	0,2051	0,7691	0,0000	0,0000
15	7	15	0,210	0,000	0,4100	1,5372	0,4786	1,7945	0,0000	0,0000
16	15	16	0,080	2826,250	0,4100	1,5372	0,1823	0,6836	0,1700	0,2200
17	9	17	0,001	0,000	0,4100	1,5372	0,0023	0,0085	0,0000	0,0000
18	11	18	0,470	66,938	0,4100	1,5372	1,0712	4,0163	0,1700	1,7700

A principal diferença que já pode ser percebida na Tabela 13 quanto ao modo de cálculo é que trechos que nunca falharam no período de análise acabam recebendo uma taxa de falha maior que zero, por exemplo, os pontos 5 e 6.

A seguir, são analisados os indicadores de qualidade DEC, FEC e ENS em função da posição de uma chave seccionadora automática nos pontos do alimentador representado pelo diagrama unifilar da Figura 32.

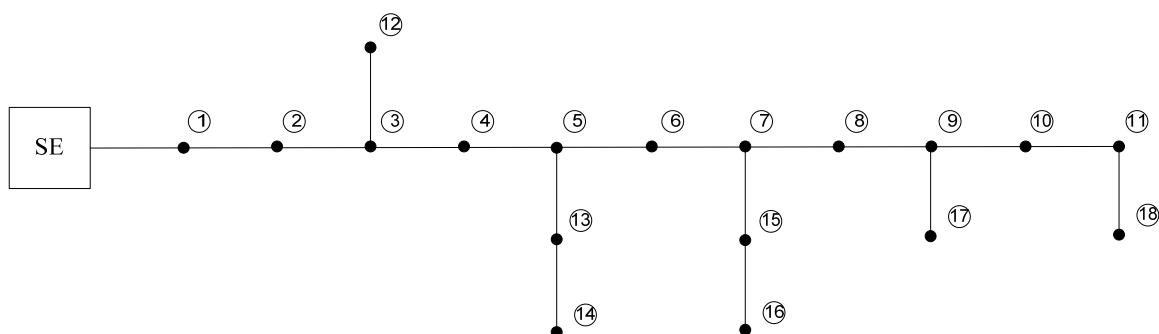


Figura 32. Alimentador usado para avaliar a influência da taxa de falha.

4.2.1 Parâmetros Constantes

Simulações dos indicadores de continuidade foram feitas de acordo com os procedimentos do capítulo 3 com os dados da Tabela 13, colunas “dados do alimentador” e “constante”. Foi considerada a alocação de uma chave automática atuando na proteção de consumidores a montante para falhas a jusante. Os indicadores de qualidade são calculados para o alimentador, com a chave NF sendo alocada em cada nó de uma vez, resultando num total de 18 valores para cada indicador. A Figura 33 apresenta a variação desses indicadores em função da posição da chave automática, sendo destacados os valores mínimos.

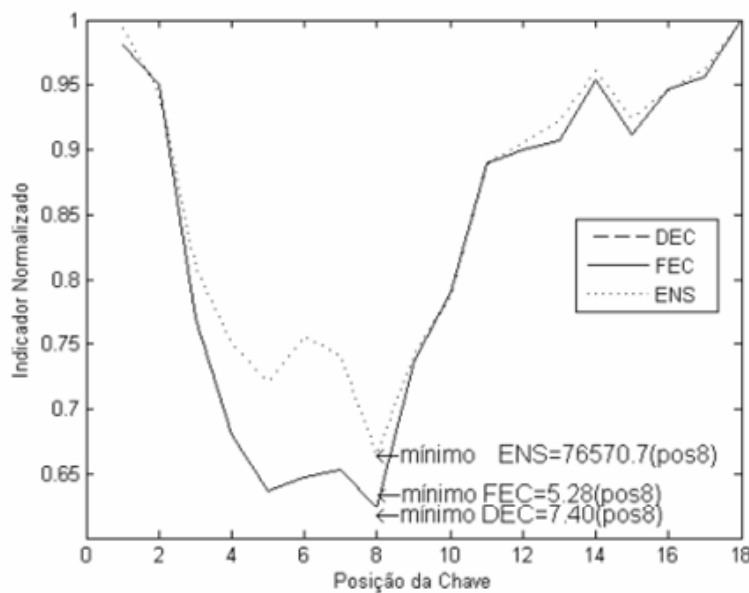


Figura 33. Evolução dos indicadores, com taxa de falha e tempo de reparo constantes, em função da posição da chave.

Pode-se observar na Figura 33 que o indicador DEC não está aparecendo apesar de ter um valor mínimo destacado, isto ocorre porque ele está sobreposto pelo gráfico do FEC. Isso acontece devido ao tempo de reparo ser constante e os gráficos estarem normalizados em relação ao valor máximo. Além disso, o valor mínimo de todos os indicadores é obtido com a chave na posição 8. Tal comportamento destes indicadores não é próximo do real, pois como será apontado a seguir, é possível que o valor mínimo de cada indicador seja atingido com a alocação da chave em posições diferentes.

4.2.2 Parâmetros por Quilômetro

De forma análoga ao item anterior, mas usando os dados da coluna “por quilômetro” da Tabela 13, foram simulados os indicadores de qualidade para diferentes posições da chave. A Figura 34 mostra a evolução dos indicadores com valores normalizados, sendo que a taxa de falha e o tempo de reparo são relativos ao comprimento dos trechos do alimentador. Pode-

se perceber que o comportamento do DEC e FEC em relação à chave não é exatamente o mesmo, como para os parâmetros constantes, mas os valores mínimos continuaram sendo obtidos para uma mesma posição, neste caso no ponto 6 do alimentador. Também é possível notar que os valores mínimos do DEC e ENS mais que dobraram.

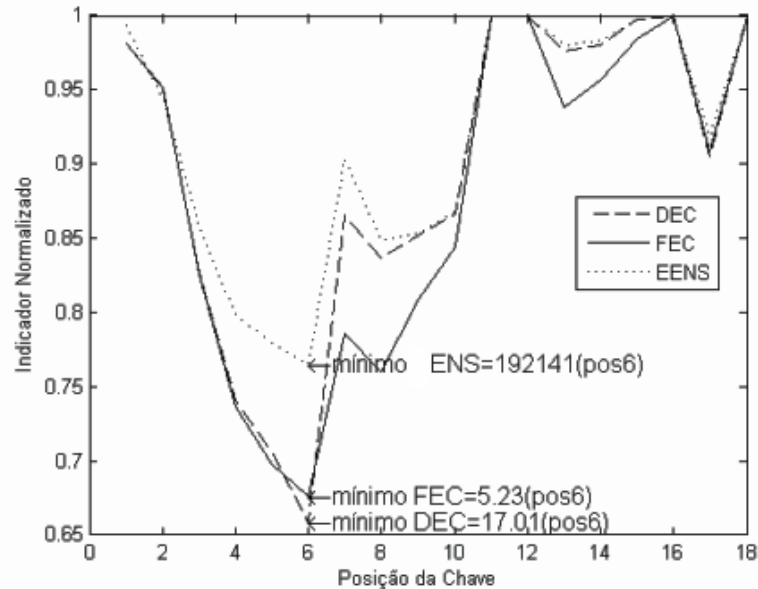


Figura 34. Evolução dos indicadores, com taxa de falha e tempo de reparo por quilômetro, em função da posição da chave.

A adoção deste tipo de parâmetro pode simplificar a coleta de dados para simulação dos indicadores de qualidade, mas ainda não representa o comportamento mais provável das falhas no alimentador, e conseqüentemente não resulta no planejamento mais adequado da proteção.

4.2.3 Parâmetros por Trecho

Por fim, esta terceira simulação utiliza os dados da coluna “por trecho” da Tabela 13, que representam as falhas e o tempo de reparo extraídos do histórico de operação com a identificação do trecho específico onde ocorreram. Desta forma, se mantêm as probabilidades vinculadas àquele trecho, permitindo uma avaliação mais realista da influência de uma chave seccionadora nos indicadores de qualidade do alimentador. Na Figura 35, pode-se verificar o comportamento dos indicadores DEC, FEC e ENS quando foram utilizados os parâmetros computados por trecho do alimentador.

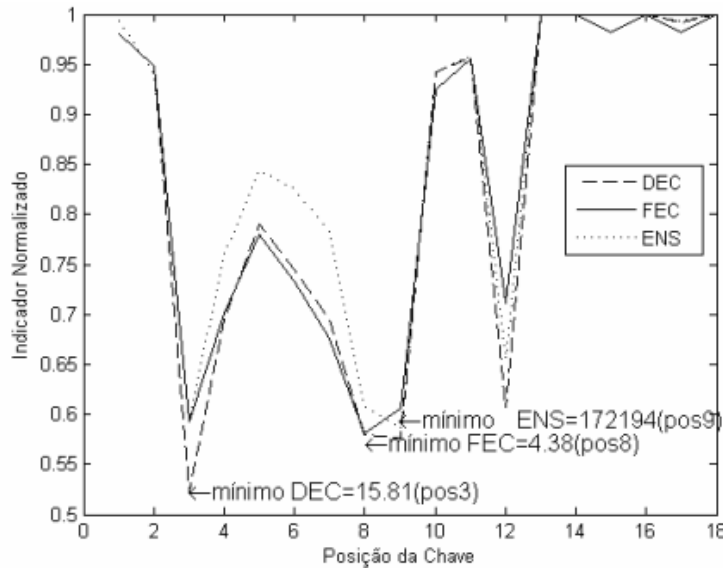


Figura 35. Evolução dos indicadores, com taxa de falha e tempo de reparo computados por trecho, em função da posição da chave.

Pode-se observar na Figura 35 que desta vez os valores mínimos para os indicadores foram obtidos com posições distintas. Por exemplo, o mínimo DEC é conseguido instalando a chave na posição 3 do alimentador, e representa uma redução de quase metade do indicador esperado sem nenhuma chave. Já o mínimo FEC e o mínimo ENS são obtidos nas posições 8 e 9, respectivamente, com reduções em torno de 40% em relação ao alimentador sem uma chave automática. Essas posições devem ser preservadas como soluções individuais para a busca pela combinação que melhor atenda ao problema formulado. Nesse sentido, Aranha Neto (2006) propôs um modelo multicritério para definir uma ordem de mérito (hierarquização) das posições candidatas a receberem uma chave em um alimentador, de acordo com as preferências do decisor sobre esses três indicadores.

4.3 Influência da Redução de Pontos na Matriz de Alcance

Como foi discutido no item 3.1.1, a representação de alimentadores por dados georeferenciados carrega muitos pontos desnecessários às análises de fluxo de potência e estimação dos indicadores de qualidade.

A redução de pontos redundantes e dos que apenas representam o traçado da rede influencia diretamente no tempo computacional do cálculo da matriz de alcance. Uma redução de 50% dos pontos diminui o tempo para montar a matriz de alcance em quase 90%. Para exemplificar essa redução, a Figura 36 apresenta o desenho de um alimentador contendo todos os seus 488 pontos extraídos da base de dados georeferenciada, e a Figura 37 mostra o mesmo alimentador após passar pelo processamento para redução de pontos, ficando com apenas 236 pontos de interesse.



Figura 36. Alimentador com todos os pontos georeferenciados.



Figura 37. Alimentador com 48% dos pontos a menos.

É difícil perceber a diferença da redução nas figuras do traçado do alimentador porque muitos pontos estavam sobrepostos, o que aparenta um traçado mais grosso em relação à outra figura. O impacto desta redução fica mais claro ao se verificar o resultado da matriz de alcance. A Figura 38 representa a matriz de alcance do alimentador da Figura 36, com 488 pontos e a subestação na posição 167, somando um total de 25.492 elementos não-nulos. A ordem dos elementos é a mesma da base de dados, que não segue o caminho do grafo. Isso impede o armazenamento da matriz de forma eficiente.

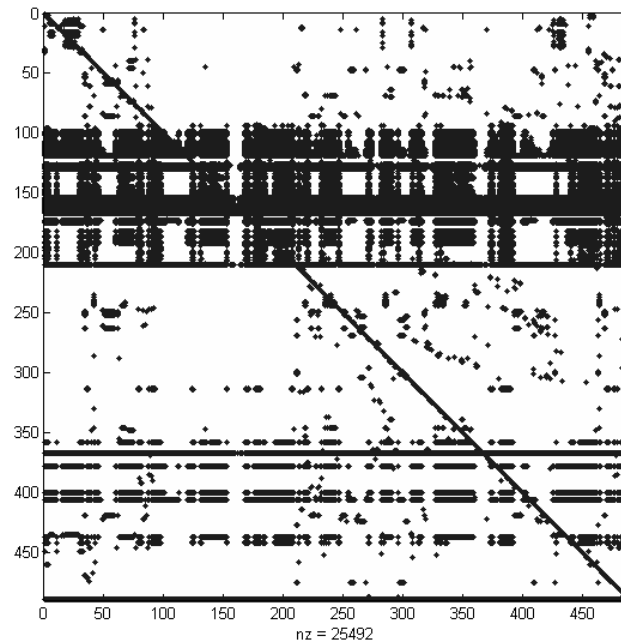


Figura 38. Pontos não-nulos na matriz de alcance do alimentador da Figura 36.

A Figura 39 abaixo, representa a matriz de alcance do mesmo alimentador após a redução e ordenação dos pontos a partir da subestação. Assim, a nova matriz fica com apenas 7.743 elementos não-nulos, além de apresentar uma estrutura diagonal-superior, o que facilita os cálculos e o armazenamento desta matriz na forma esparsa.

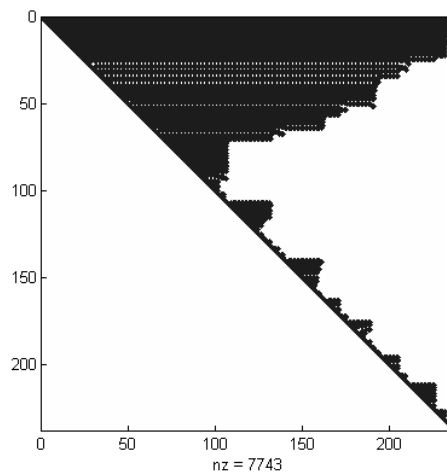


Figura 39. Pontos não-nulos na matriz de alcance do alimentador da Figura 37.

Esta é uma das fases mais demoradas da metodologia proposta, pois são feitas muitas comparações entre um valor e um vetor, a fim de localizar pontos georeferenciados sobrepostos e construir a nova matriz de alcance.

4.4 Análise dos Indicadores em Função de uma Chave Automática

Após a redução dos pontos, o cálculo das taxas de falha e tempos de reparo, e a montagem da matriz de alcance para todos alimentadores sob a área de estudo, os dados serão utilizados nas análises de fluxo de potência e confiabilidade.

Considerando que o sistema não conta com nenhuma chave de manobra automática, e o orçamento para chaves é restrito, a busca pelas posições a serem automatizadas deve contemplar o esquema em anel aberto com apenas uma NF automática para cada lado. Pois como Carvalho et al. (2005) mostram, o benefício da alocação de mais de uma chave ao longo do tronco de um mesmo alimentador é menor do que se as duas chaves forem alocadas em alimentadores diferentes (11), devido à dependência topológica. Isso resulta da sobreposição das áreas de proteção de ambas as chaves NF subordinadas a uma mesma NA.

$$B(x + y) \leq B(x) + B(y) \quad (10)$$

Em que: $B(x+y)$ = Benefício de duas chaves nas posições x e y ;

$B(x)$ = Benefício de uma chave na posição x ;

$B(y)$ = Benefício de uma chave na posição y .

Na procura pela posição ideal de uma chave normalmente fechada automática (NFA) em um alimentador, o cálculo dos indicadores de continuidade deve ser feito repetidas vezes, uma para cada ponto candidato. Esse processo pode ser acelerado ao se sobrescrever apenas algumas células da Matriz Lógico-Estrutural, ao invés de montá-la inteira novamente. Para isso, primeiramente é necessário identificar os conjuntos de nós a montante e a jusante da NFA. Dada uma posição definida, lê-se a linha correspondente ao nó na matriz de alcance, e o conjunto jusante é formado pelas colunas que contenham elementos iguais a um. De maneira análoga, lendo-se as linhas que contenham valores iguais a um para a coluna onde se encontra a chave se obtém o conjunto montante. Também é possível formar o conjunto montante excluindo o conjunto jusante do conjunto total de nós, pois o sistema é radial.

Assumindo que a chave automática impede a propagação de falhas a jusante para nós a montante, devido ao seccionamento instantâneo, os elementos que tenham linhas no conjunto montante e colunas no conjunto jusante são substituídos por zero. Considerando um tempo de transferência automática (TTA), esse valor é atribuído às células que tenham linhas no conjunto jusante e colunas no conjunto montante. A Tabela 14 mostra o resultado deste procedimento aplicado à Tabela 10, com a automação do conjunto NF-NA do exemplo da Figura 30.

Alteração da Matriz Lógico-Estrutural com a atuação das chaves automáticas

Algoritmo:

Requer: Matriz de alcance: R

Posição da chave NF automática: NFA

Matriz Lógico-Estrutural pré-calculada: MLE

jusante \leftarrow encontra(R(NFA, :) = 1)montante \leftarrow encontra(R(:, NFA) = 1)j \leftarrow tamanho(jusante)

Para i=1 até j

MLE(montante, jusante(i)) \leftarrow 0 %interrup. imediata de c.c.

Fim para

m \leftarrow tamanho(montante)

Para i=1 até m

MLE(jusante, montante(i)) \leftarrow TTA %tempo de transf. auto.

Fim para

Tabela 14. Matriz Lógico-Estrutural acrescida das manobras entre chaves NFA e NAA.

Nós Atingidos	Nó com Falha							
	1	2	3	4	5	6	7	8
1	TR_1	TR_2	0	0	0	0	0	TR_8
2	TR_1	TR_2	0	0	0	0	0	TR_8
3	TTA	TTA	TR_3	TR_4	TR_5	TR_6	TR_7	TTA
4	TTA	TTA	TR_3	TR_4	TR_5	TR_6	TR_7	TTA
5	TTA	TTA	TR_3	TR_4	TR_5	TR_6	TR_7	TTA
6	TTA	TTA	TR_3	TR_4	TR_5	TR_6	TR_7	TTA
7	TTA	TTA	TR_3	TR_4	TR_5	TR_6	TR_7	TTA
8	TR_1	TR_2	0	0	0	0	0	TR_8

Na sequência deve ser realizada a multiplicação das colunas dessa matriz pelas respectivas taxas de falha, e o cálculo dos indicadores é feito conforme as equações 8, 9 e 10 e seus valores são armazenados junto da posição da chave automática. A Matriz Lógico-Estrutural inicial, antes da alocação de chaves automáticas, deve ser mantida em memória, e uma cópia é sobrescrita para se obter os indicadores de cada ponto candidato. Por tomada de tempo observou-se que procedendo dessa forma é possível se realizar o cálculo dos três indicadores de todo um sistema de grande porte em apenas 8% do tempo que seria gasto para se remontar uma MLE para cada ponto candidato.

4.5 Exemplo de Alocação em um Par de Alimentadores

Para ilustrar um exemplo de alocação de chaves NF automatizadas em um par de alimentadores interligados por uma chave NA existente será usada a Figura 40. Nessa figura têm-se dois alimentadores provenientes de subestações diferentes que atendem pontos de carga (consumidores) pertencentes a dois conjuntos. Sendo que alguns consumidores do conjunto 2 são atendidos pelo alimentador 1 (AL1).

Os pontos candidatos a receberem uma chave NF automática resultarão da análise de fluxo de potência, transferindo cada ponto de carga do AL1, no caminho da chave NA até a subestação 1 (SE1), para o alimentador 2 (AL2), até que os níveis mínimos de tensão ou máximos de carregamento sejam atingidos. O mesmo é feito de AL2 para AL1.

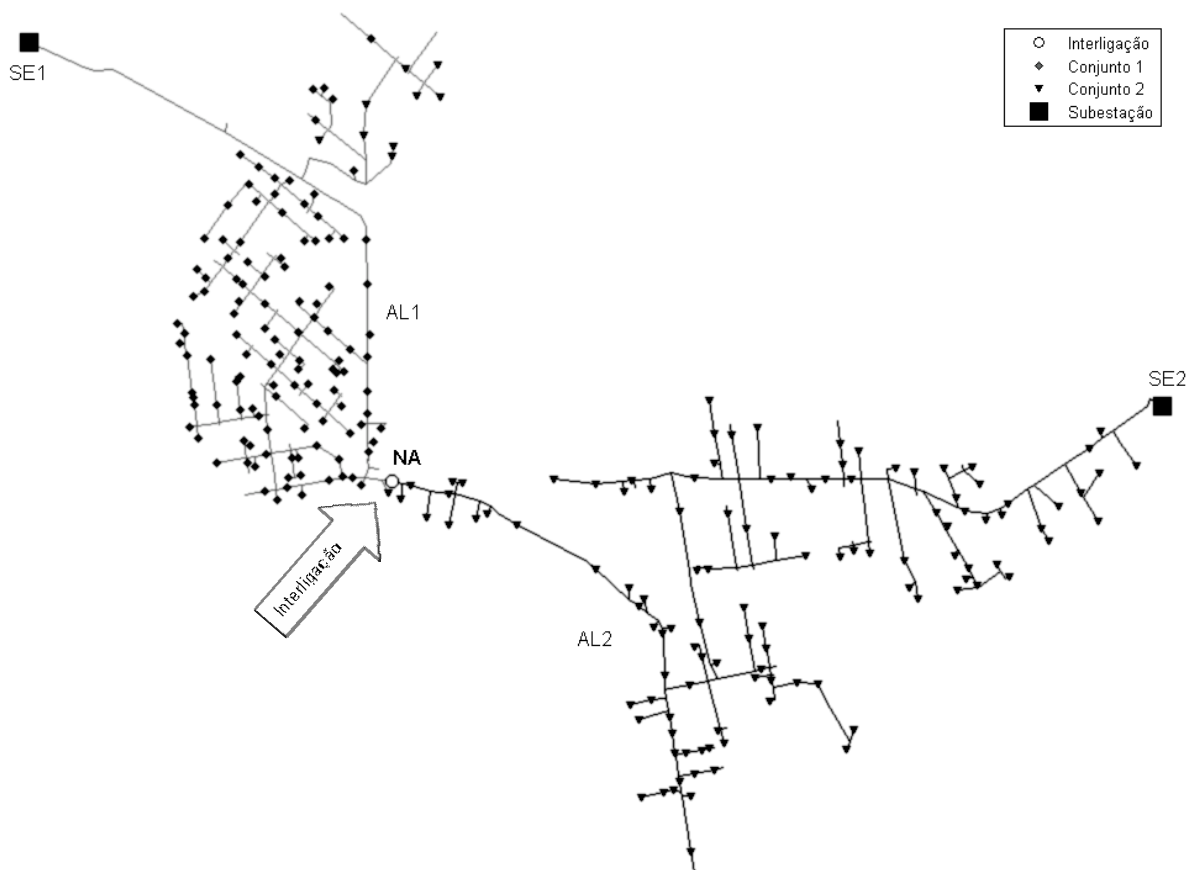


Figura 40. Par de alimentadores com conexão NA.

Na Tabela 15 pode-se ver a sequência dos pontos candidatos nos dois alimentadores da Figura 40. O ponto de maior número corresponde à chave NA, e a numeração decresce no sentido da subestação (ponto 1). A quantidade de pontos candidatos pode ser alterada dependendo de características de consumo, como o fator de demanda e o fator de potência. Para garantir que as manobras de transferência de carga sejam viáveis a qualquer instante do dia, deve-se analisar o sistema com uma demanda maior do que o pico da curva de carga.

Também é interessante utilizar cenários de crescimento da demanda, para que a alocação permita manobras dentro de certo horizonte de estudo.

Tabela 15. Pontos Candidatos dos ALs da Figura 40.

		Pontos Candidatos																																								
AL1	198	199	200	201	202	203	204	217	218																																	
AL2	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60										
		Pontos Candidatos c/ crescimento de 25% da demanda do AL1																																								
AL1	198	199	200	201	202	203	204	217	218																																	
AL2	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60																					

Após a obtenção de todos os pontos candidatos (PCs) de cada par de alimentadores, calculam-se os indicadores de continuidade de cada posição, para decidir qual é a melhor alocação das chaves NF.

É importante notar quando os alimentadores atravessam conjuntos de consumidores distintos, sejam eles municípios ou outro tipo de agrupamento aceito pelo órgão regulador, pois a posição da chave NF automática pode afetá-los de forma diferente. Os indicadores devem ser computados separadamente para cada conjunto, pois as metas são determinadas por conjunto. Para isso, é preciso ter conhecimento do conjunto ao qual cada consumidor está atrelado.

Considerando o par de alimentadores da Figura 40 e seus pontos candidatos obtidos (Tabela 15), foram calculados os indicadores DEC (h/ano), FEC (falhas/ano) e ENS (kWh/ano) para os dois conjuntos atendidos por estes ALs. A Tabela 16 mostra os indicadores para os PCs do AL1, e a Tabela 17 para os do AL2.

Tabela 16. Indicadores de continuidade dos PCs do AL1.

AL	Ponto	DEC1	FEC1	DEC2	FEC2	ENS
AL1	198	2,1863	1,8529	0,1628	0,0902	355.999
AL1	199	2,4204	1,9202	0,1628	0,0902	386.056
AL1	200	2,4594	1,9665	0,1628	0,0902	391.503
AL1	201	2,4888	1,9665	0,1628	0,0902	396.457
AL1	202	2,4890	1,9665	0,1628	0,0902	400.580
AL1	203	2,5130	1,9657	0,1628	0,0902	401.954
AL1	204	2,5121	1,9665	0,1628	0,0902	401.289
AL1	217	2,5337	1,9665	0,1628	0,0902	406.073
AL1	218	2,5337	1,9665	0,1629	0,0902	408.501

Os resultados da influência da posição da chave NF no AL1 mostram que a automação deste ponto praticamente não causa efeito sobre o conjunto 2, devido ao pequeno número de consumidores deste conjunto no alimentador 1. Os menores valores para o DEC e FEC do conjunto 1 são obtidos no ponto 198, o mais distante da chave NA, assim como o menor ENS e a maior capacidade de transferência. A automação do ponto 198, conjugado com a chave NA, resulta numa redução estimada de 13,71%, 5,77% e 12,85%, para o DEC1, FEC1 e ENS.

Tabela 17. Indicadores de continuidade dos PCs do AL2.

AL	Ponto	DEC2	FEC2	ENS
AL2	29	0,4441	0,8918	173.834
AL2	30	0,4497	0,8912	174.670
AL2	31	0,4504	0,8921	177.233
AL2	32	0,4497	0,8979	176.751
AL2	33	0,4497	0,8979	176.751
AL2	34	0,4497	0,8979	176.751
AL2	35	0,4502	0,8978	176.954
AL2	36	0,4526	0,8976	178.469
AL2	37	0,4922	0,8942	192.149
AL2	38	0,5069	0,8930	196.303
AL2	39	0,5120	0,8978	197.732
AL2	40	0,5991	0,8943	223.254
AL2	41	0,6084	0,9028	225.685
AL2	42	0,6084	0,9028	225.685
AL2	43	0,6111	0,9028	226.829
AL2	44	0,6125	0,9028	226.042
AL2	45	0,6126	0,9028	229.963
AL2	46	0,6126	0,9028	231.915
AL2	47	0,6134	0,9028	232.438
AL2	48	0,6292	0,9025	234.722
AL2	49	0,6293	0,9025	235.237
AL2	50	0,6293	0,9025	235.237
AL2	51	0,6297	0,9025	235.702
AL2	52	0,6280	0,9028	233.774
AL2	53	0,6281	0,9028	235.843
AL2	54	0,6302	0,9027	235.732
AL2	55	0,6354	0,9026	243.947
AL2	56	0,6365	0,9028	245.269
AL2	57	0,6416	0,9027	245.824
AL2	58	0,6415	0,9028	245.228
AL2	59	0,6432	0,9028	246.183
AL2	60	0,6434	0,9028	252.548

Na Tabela 17, não constam as colunas DEC1 e FEC1 porque nenhum ponto do AL2 afeta consumidores do conjunto 1, e apesar de ter uma pequena contribuição para o DEC do conjunto 2, a automação do ponto mais distante (29) da chave NA (60) resulta numa redução relativa de 30,97% no valor deste indicador. Nesse mesmo ponto, espera-se uma redução de 31,17% para o ENS, já o FEC2 teria uma redução de 1,28% na posição 30.

A automação deste par de alimentadores totalizaria um ganho estimado em 131.215 kWh/ano, com uma redução de 0,34 e 0,11 no DEC e FEC do conjunto 1, e 0,1938 para o DEC do conjunto 2. Os valores absolutos da redução dos indicadores são pequenos devido ao porte dos conjuntos envolvidos, que englobam dezenas de alimentadores.

4.6 Avaliação do Sistema de Comunicação

Os diferentes sistemas de comunicação descritos no Anexo A.1 possuem características de confiabilidade distintas, que afetam o comportamento do sistema de manobras automático. Cabos podem ser rompidos com a queda de postes, o que não acontece com sinais de rádio, mas estes sofrem interferências eletromagnéticas ou de obstáculos. O centro de controle e as UTRs também podem falhar. Quando o sistema de comunicação falha, a manobra deve ser feita de forma manual. Assim, uma estimativa dos indicadores de continuidade dentro de um sistema de manobras automatizado pode sofrer um aumento nos seus valores em torno de 10% (YING et al., 2000).

Para realizar esta avaliação, a probabilidade condicional associada ao funcionamento do sistema de comunicação deve ser embutida na montagem da Matriz Lógico-Estrutural de acordo com a equação (12):

$$T_{op} = T_{auto}(1 - U_{com}) + T_{man} \cdot U_{com} \quad (11)$$

Em que: T_{op} = Tempo de operação da manobra;
 T_{auto} = Tempo da manobra automática;
 U_{com} = Indisponibilidade do sistema de comunicação;
 T_{man} = Tempo da manobra manual.

Outro fator que é influenciado pelo sistema de comunicação são os pontos candidatos, pois é preciso avaliar a disponibilidade de acesso ao meio de transmissão de dados. Por exemplo, para um sistema de rádio MAS, alguns pontos de alocação viáveis eletricamente podem ficar fora do raio de alcance para enlace de comunicação. Também é possível que alguns pontos fiquem “escondidos”, ou seja, não tenham uma linha de visada entre as antenas, impedindo a comunicação efetiva entre a UTR e o COD. Já no caso da fibra ótica, muitas concessionárias já possuem uma rede de dados via esse meio para interligar subestações. Sendo assim, pode-se considerar a alocação das chaves apenas nos pontos por onde já passa o cabo de fibra ótica, minimizando o custo de instalação.

O uso de UTRs com tecnologia de comunicação celular é o mais abrangente em grandes centros urbanos, mas sua área de cobertura sofre uma grande redução em zonas de periferia ou de características rurais, e geralmente são estas áreas que mais sofrem com a demora no atendimento. Logo, pontos candidatos em que a alocação de uma chave automática faria grande diferença acabam excluídos da análise.

4.7 Redução do Espaço de Busca por Análise de Dominância

No exemplo do item 4.5, houve praticamente apenas um ponto dominante em cada alimentador, mas é possível se perceber que ao se avaliar a alocação de apenas um par de chaves entre diferentes alimentadores deverão surgir pontos em que apenas um indicador se destaca. Nesse caso, na busca pela alocação do número mínimo de chaves em uma região que engloba vários conjuntos, pelos quais passam vários alimentadores que podem receber apenas uma chave automática, pode-se reduzir o espaço de busca fazendo uma análise de dominância dos pontos candidatos.

Quando se consideram múltiplos critérios, normalmente existe um subconjunto de soluções que são melhores que todas as outras soluções no espaço de busca do problema, sendo conhecidas por soluções não-dominadas ou Pareto-relevantes. Porém, nenhuma detém os melhores valores em todas as variáveis, sendo que a melhoria de uma variável significa uma piora em outra (*tradeoff*).

Matematicamente, o conjunto de soluções de Pareto para um problema de minimização puro pode ser obtido a partir das seguintes definições:

Dominância

Um ponto $A=(a_1, a_2, \dots, a_n)$ domina outro ponto $B=(b_1, b_2, \dots, b_n)$ se $\forall i \in \{1, 2, \dots, n\} : f_i(A) \leq f_i(B)$ e $\exists j \in \{1, 2, \dots, n\} : f_j(A) < f_j(B)$.

Solução não-dominada

Um ponto A é uma solução não-dominada se não existe nenhum outro ponto B , tal que B domine A . Em geral, para cada região viável existe um subconjunto de soluções não-dominadas chamado de fronteira de Pareto, em que não há diferença na relevância relativa entre os objetivos a serem atendidos, sendo todos os pontos qualitativamente equivalentes.

É interessante ressaltar que entre as soluções no conjunto das não-dominadas, nenhuma é melhor do que qualquer outra em todos os critérios. Portanto, qualquer uma das soluções nesse conjunto é capaz de contribuir para a solução do problema de alguma forma, seja reduzindo a função objetivo, ou evitando que uma restrição seja violada.

Então, para reduzir o espaço de busca do processo de otimização que irá determinar a quantidade e o posicionamento das chaves, os pontos candidatos passarão por uma análise de dominância, de forma a se obter o subconjunto das soluções não-dominadas. Com isso, deve-se reduzir drasticamente o número de combinações possíveis para a alocação de um número de chaves menor do que o número de alimentadores sendo analisados.

4.8 Alocação Mínima de Chaves Automáticas

O problema de planejamento da automação de sistemas de manobra em redes de distribuição geralmente envolve um orçamento restrito para o investimento inicial. Sendo assim, deseja-se minimizar o número de chaves automáticas que serão alocadas, mas de forma a se obter o máximo retorno financeiro por meio da redução dos tempos de interrupção por consumidor e por carga. Outro objetivo é atender as metas para os indicadores de continuidade regulados pela ANEEL. Então, como o número de chaves será menor do que o número de pares de alimentadores tem-se um problema combinatório.

Para resolver esse problema, propõe-se como função objetivo a minimização dos custos de instalação das chaves mais as perdas com a Energia Não Suprida (ENS). Como restrições são usadas as metas de DEC e FEC, para cada conjunto consumidor afetado pela área que se deseja automatizar, e o limite de alocar apenas uma chave NF automática por alimentador. Essa última restrição serve para reduzir o espaço de busca, já que a dependência topológica restringe os ganhos com mais de uma chave por alimentador. A formulação do problema é definida assim:

$$\begin{aligned}
 & \min \quad cc + ENS \\
 & \text{s.a.} \quad \sum DEC_s < MetasDEC \\
 & \quad \quad \sum FEC_s < MetasFEC \\
 & \quad \quad \sum ca \leq 1
 \end{aligned} \tag{12}$$

Em que:

- cc = Custo de instalação das chaves;
- ENS = Energia Não Suprida de todo o sistema;
- DEC_s = indicadores de duração para cada conjunto do sistema;
- FEC_s = indicadores de frequência para cada conjunto do sistema;
- $MetasDEC$ = metas para os indicadores de duração de cada conjunto;
- $MetasFEC$ = metas para os indicadores de frequência de cada conjunto;
- ca = chaves NF por alimentador.

O vetor de soluções deve conter informações sobre o alimentador e seus pontos candidatos. A forma mais direta para esta codificação é a binária, em que cada elemento só pode assumir os valores zero ou um, e então o número de elementos será igual ao número de pontos candidatos. Outra forma de modelar esse vetor é usando valores inteiros, sendo que o número de elementos será igual ao número de alimentadores, e cada elemento pode variar de 0 a n , em que n é o número de pontos candidatos no alimentador, e o zero indica que nenhum ponto foi escolhido para alocação.

A segunda forma de codificação permite uma interpretação mais rápida do resultado pelo usuário, contudo não se aplica ao algoritmo Branch-and-Bound que será usado, ficando este com a codificação binária. A codificação inteira será adotada para o Algoritmo Genético. Os detalhes serão explicados nos itens a seguir.

4.8.1 Branch-and-Bound

Para aplicar o método Branch-and-Bound no problema de alocação de chaves é preciso definir o vetor dos coeficientes da função objetivo (f) e as matrizes de restrições de desigualdade (A) e igualdade (Aeq), bem como os vetores de restrições (b e beq), na seguinte forma:

$$\begin{aligned} \text{Min } & f^T \cdot x \\ \text{s.a. } & Ax \leq b \\ & Aeq \cdot x = beq \end{aligned} \quad (13)$$

O resultado é um vetor coluna x na forma binária, que multiplicado pelo vetor f resulta no valor mínimo para atender as condições impostas pelas restrições.

Como o algoritmo trabalha na forma binária, o vetor x terá o tamanho igual ao número de alimentadores mais o número de Pontos Candidatos, sendo que o valor 1 indica o ponto selecionado. A posição do elemento no vetor indica o Ponto Candidato e o alimentador, sendo a primeira posição relativa à decisão de não alocar uma chave no alimentador (PC_0), como definido na Figura 41 para x transposto.

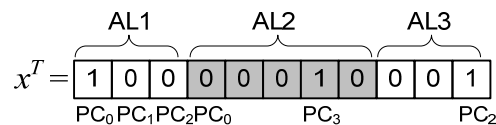


Figura 41. Exemplo de vetor solução para o Branch-and-Bound.

No exemplo acima, o vetor x tem 11 elementos que representam 3 alimentadores. Neste caso, os pontos escolhidos são o zero no alimentador 1 (sem chave), Ponto Candidato 3 do alimentador 2 e Ponto Candidato 2 do alimentador 3.

A princípio, a função objetivo seria a soma do custo das chaves alocadas mais o valor da ENS do sistema. Porém, este tipo de abordagem não se mostrou adequada computacionalmente, pois abrange um grande espaço de busca. Então, decidiu-se que o número de chaves alocadas seria uma restrição de igualdade, para agilizar a solução do problema. Sendo assim, o vetor f contém os valores da ENS, adquiridos previamente via simulação de falhas, como se houvesse uma chave NF automática alocada naquele ponto do alimentador (equação 15). A multiplicação $f^T \cdot x$ resulta na ENS do sistema.

$$f^T = [1,06.10^5 \ 9,26.10^4 \ 9,26.10^4 \ 2,98.10^5 \ 2,03.10^5 \ 1,99.10^5 \ 1,85.10^5 \ 1,96.10^5 \ 1,75.10^5 \ 1,26.10^5 \ 1,16.10^5] \quad (14)$$

A restrição de desigualdade (16), a seguir, corresponde ao atendimento às metas dos indicadores DEC e FEC. A matriz A contém os valores de DEC e FEC relativos a cada conjunto para cada Ponto Candidato, obtidos com a simulação de falhas. Logo, essa matriz deve ter o número de linhas igual a duas vezes o número de conjuntos supridos pelo sistema em estudo, uma linha para cada indicador do conjunto, e o número de colunas é igual ao tamanho do vetor x . O vetor b contém as metas para limitar os indicadores. Essas metas não são necessariamente as definidas pelo órgão regulador para o conjunto, pois o resultado da multiplicação $A.x$ depende do número de alimentadores sendo analisados, que pode ser menor do que o total de alimentadores que suprem o conjunto.

$$\begin{array}{l}
 \text{DEC conjunto 1} \\
 \text{FEC conjunto 1} \\
 \text{DEC conjunto 2} \\
 \text{FEC conjunto 2}
 \end{array}
 \begin{array}{c}
 \text{AL1} \quad \text{AL2} \quad \text{AL3} \\
 \left[\begin{array}{cccccccccccc}
 0,82 & 0,78 & 0,77 & 1,75 & 1,60 & 1,58 & 1,49 & 1,41 & 0 & 0 & 0 \\
 1,04 & 0,96 & 0,91 & 1,74 & 1,53 & 1,51 & 1,46 & 1,42 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0,95 & 0,42 & 0,43 & 0,45 & 0,48 & 3,14 & 2,36 & 2,21 \\
 0 & 0 & 0 & 0,98 & 0,83 & 0,83 & 0,78 & 0,87 & 2,83 & 2,55 & 2,56
 \end{array} \right]
 \end{array}
 \cdot x \leq \begin{array}{c} \left[\begin{array}{c} 2,32 \\ 2,50 \\ 2,66 \\ 3,40 \end{array} \right] \end{array} \quad (15)$$

PC0 PC1 PC2 PC0 ... PC4 PC0 ... PC2

A matriz de restrições de igualdade define que só pode ser escolhido um ponto por alimentador, incluindo o ponto zero (sem chave). Logo, tem tantas linhas quanto for o número de alimentadores, mais uma para a restrição do número de chaves NF, cujo somatório deve ser igual ao valor desejado para a alocação, como exemplificado em (17).

$$\begin{array}{l}
 \text{AL1} \\
 \text{AL2} \\
 \text{AL3} \\
 \text{n}^\circ \text{ Chaves}
 \end{array}
 \begin{array}{c}
 \left[\begin{array}{cccccccccccc}
 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\
 0 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1
 \end{array} \right]
 \end{array}
 \cdot x = \begin{array}{c} \left[\begin{array}{c} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 2 \end{array} \right] \end{array} \quad (16)$$

Como o número de chaves é definido por uma restrição de igualdade, para se minimizar a quantidade de chaves enquanto se busca também minimizar a ENS é preciso testar a viabilidade de resolução do problema várias vezes, diminuindo o valor da restrição de chaves enquanto for possível. Para isso, o problema é resolvido via programação linear relaxada (PLR). Se a melhor solução possível via PLR não atende às restrições, implica que também não existe uma solução com valores inteiros para x que não viole tais restrições. Assim, a otimização do vetor x será executada pelo Branch-and-Bound com o número de chaves obtido antes do problema se tornar inviável.

O tempo computacional para a resolução deste tipo de problema não pode ser previsto, mas é proporcional ao número de variáveis. Outro fator que influencia o tempo é a estratégia de busca. A busca em profundidade exigiu em média um tempo 20 vezes maior para encontrar a solução do que a busca pelo melhor nó, sendo recomendável esta última.

Definição do número de chaves automáticas a serem alocadas

Algoritmo:

```

Requer: Função objetivo: f
        Matrizes de restrições: A e Aeq
        Vetores de metas: b e beq

% O número de chaves é igual ao último valor de beq => beq(end)

Enquanto o problema for viável
    Resolva um PLR com (f, A, Aeq, b, beq)
    beq(end)= beq(end)-1

fim
    beq(end)= beq(end)+2
    Resolva o BB com (f, A, Aeq, b, beq)

```

4.8.2 Algoritmo Genético

Um Algoritmo Genético (AG) para resolver o problema da melhor alocação de chaves automáticas que atenda aos requisitos da função objetivo e restrições pode ser codificado por um cromossomo composto por tantos genes quanto forem os pontos candidatos a receberem uma chave. Dessa forma, cada gene poderia assumir o valor de zero ou um, indicando a presença ou não de uma chave automática, semelhante ao vetor x do método Branch-and-Bound. Esse tipo de codificação resulta em um cromossomo muito longo e de difícil interpretação direta pelo usuário.

Devido a maior flexibilidade de modelagem do AG, optou-se por outro tipo de codificação, a inteira. Nesse caso, o tamanho do cromossomo é igual ao número de alimentadores disponíveis para automação, e cada gene pode assumir um valor inteiro definido entre zero e o número de pontos candidatos do alimentador. Assim, o usuário consegue fazer a leitura da solução apresentada pelo cromossomo de forma direta.

Por exemplo, para um sistema com 10 chaves NAs conectando alimentadores diferentes, e um total de 9 pontos candidatos por alimentador, existem 10^9 combinações possíveis para alocar de zero a dez chaves NF. A Figura 42 mostra um cromossomo codificado para este caso, em que a solução proposta seria alocar um total de sete chaves,

sendo uma no quarto ponto candidato do alimentador 1, outra no oitavo ponto do alimentador 2, os alimentadores 3, 6 e 10 ficariam sem chave, etc.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	8	0	1	4	0	9	5	5	0

Figura 42. Codificação inteira para um cromossomo do problema de alocação.

Essa mesma solução representada por um cromossomo com a codificação binária teria 100 genes, sendo que as posições 4, 18, 31, 45, 70, 76 e 86 seriam iguais a um e as demais iguais a zero.

A função de cruzamento utilizada foi a troca de genes por ponto simples^k, escolhido aleatoriamente ao longo do cromossomo. Alguns cuidados devem ser tomados na aplicação dos operadores genéticos com este tipo de codificação inteira, principalmente no caso de mutações. É preciso garantir que as mutações não resultem em valores fora do número de PCs para o alimentador. Com essa finalidade foi implementada uma operação de mutação que primeiramente escolhe a quantidade de genes que serão alterados em um cromossomo, isso ocorre de forma aleatória em 1, 3, 6 ou 12^l genes com probabilidade 0,3, 0,4, 0,2 e 0,1, respectivamente (Figura 43). Escolhidos os genes que sofrerão mutação, eles são alterados com uma escolha aleatória equiprovável dentro do número de PCs do alimentador.

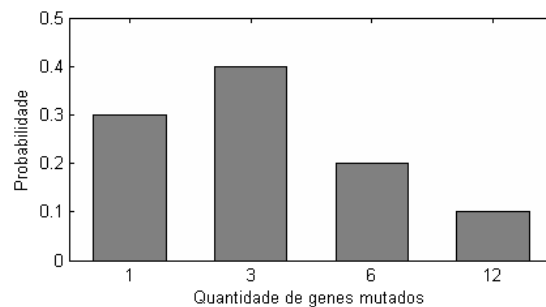


Figura 43. Função de mutação proposta.

Os valores de DEC, FEC e ENS para cada ponto candidato foram calculados previamente e ficam armazenados em uma matriz que tem uma linha para cada indicador, e uma coluna para cada ponto candidato (mesma matriz de desigualdade usada no Branch-and-Bound). Os valores dos genes do cromossomo apontam para os elementos dessa matriz. A aptidão é então avaliada pelo indicador ENS mais o custo do número de chaves, e é penalizada em soluções em que as metas dos indicadores são ultrapassadas. Para uma boa

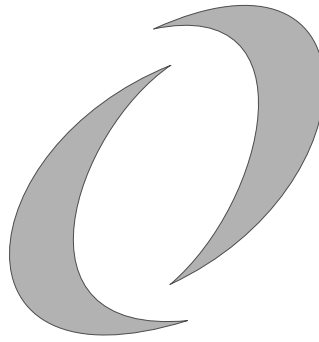
^k *Single point crossover*

^l O número de genes não pode ser menor do que este valor, o padrão é 1/3 do número de genes.

convergência do algoritmo, é necessário que o custo da chave seja maior que o valor da ENS do sistema, e a penalização das metas seja maior ainda. Dessa forma, o algoritmo busca primeiramente atender as metas, em seguida minimizar o número de chaves, e só então procura pela configuração que resulte no menor valor de Energia Não Suprida do sistema. Por exemplo, se o valor da ENS seja da ordem de 10^7 , o custo de uma chave automática deve ser de pelo menos 10^8 , e múltiplo da diferença entre o indicador obtido e a sua meta deve ser igual a 10^9 .

O critério de parada pode ser um determinado número de gerações em que o melhor valor de aptidão não mais evolui, normalmente 100, ou um valor a ser atingido pela função objetivo.

Um problema envolvendo 36 alimentadores com um total de 166 pontos candidatos foi utilizado para testar alguns parâmetros do AG. Foram feitas várias simulações variando-se opções como o tamanho da população entre 30 e 70 indivíduos, a fração de cruzamento entre 50 e 90%, e o método de seleção entre Roleta, Estocástico e Torneio. Os resultados dessas simulações estão no Apêndice B. Os parâmetros que se mostraram mais adequados para resolver um problema de alocação desse porte foram: população de 50 indivíduos e 70% de cruzamento com seleção estocástica. Após rodar o AG uma dezena de vezes com os mesmos parâmetros, com um limite de 600 gerações, todas chegaram ao valor ótimo previamente conhecido, com uma média de 3,94 s, 308 gerações e 15.465 avaliações de aptidão.



CAPÍTULO 5

SIMULAÇÕES E RESULTADOS

5.1 Introdução

Com a finalidade de avaliar a metodologia de alocação de chaves de manobra automáticas em redes de distribuição foi realizada uma série de simulações usando um sistema teste baseado em alimentadores reais da região da ilha de Santa Catarina, cujo traçado está exposto na Figura 44 na próxima página. O sistema conta com 7 subestações que fornecem energia elétrica a 316.898 consumidores, agrupados em 4 conjuntos, através de 36 alimentadores de 13,8 kV. Cada conjunto possui metas distintas para os indicadores de continuidade DEC e FEC. O objetivo é minimizar a ENS do sistema com o menor número possível de chaves automáticas e de forma a atender a uma redução arbitrária de 10% nos indicadores.

Os alimentadores passaram por uma redução de pontos, e as respectivas taxas de falha e os tempos de reparo foram calculados por trecho. A determinação dos pontos candidatos à alocação de uma chave de manobra automática configurada na posição normalmente fechada (NF) é condicionada a existência de uma interligação com outro alimentador por uma chave normalmente aberta (NA), e a disponibilidade do sistema de comunicação escolhido. São verificados, via fluxo de carga, os limites de tensão estabelecidos pela ANEEL e as correntes máximas suportadas pelos condutores ao se realizar a transferência de carga, considerando fatores de potência e demanda particulares para cada alimentador (Apêndice C).

O cálculo dos indicadores de continuidade DEC e FEC e da ENS de cada alimentador foi elaborado por meio da Matriz Lógico-Estrutural (MLE), obtida com o auxílio da matriz de alcance (R), considerando-se as proteções existentes e tempos de manobras manuais. Esses valores representam o estado atual do sistema de distribuição, sem os equipamentos de manobra automáticos.



Figura 44. Distribuição espacial dos alimentadores e subestações do sistema teste.

Com isso, foram determinados quatro casos para avaliação do desempenho do sistema de manobra em função do tipo de comunicação, com o objetivo de se encontrar a configuração ótima da posição e quantidade de chaves automáticas:

1) O primeiro, designado de Caso Base, conta com todos alimentadores e pontos candidatos disponíveis, e as chaves de manobra automáticas foram consideradas 100% confiáveis, ou seja, todas as manobras são bem sucedidas.

2) O segundo, considera o uso de Unidades Terminais Remotas (UTR) com comunicação por telefonia celular. Admitiu-se que a área de cobertura atende todos os pontos candidatos do Caso Base, porém atribui-se uma probabilidade de falha de 10% à sua operação. Assim, algumas manobras automáticas não são possíveis, e conta-se o tempo de manobra manual.

3) No terceiro caso optou-se por um sistema de comunicação por rádio UHF MAS, com a estação principal localizada em um ponto central do sistema teste, com uma área de abrangência de apenas 10 km de raio. As UTRs dentro dessa área tem uma disponibilidade de 95%.

4) Por fim, o quarto caso considera uma rede de fibra ótica existente, que passa por alguns alimentadores que interligam as subestações do sistema. Nesse caso, considera-se que a comunicação, e a operação das chaves automáticas, têm apenas 0,1% de chance de falhar.

Para cada caso, foram definidos os pontos candidatos a receberem uma chave de manobra automática na posição NF, e os indicadores foram recalculados ponderando a taxa de falha do meio de comunicação. Após serem obtidos os valores para todos os pontos candidatos, foi realizada uma análise de dominância para excluir os pontos não relevantes. Para o Caso Base, por exemplo, o processo de cálculo dos indicadores para cada ponto candidato a automação é realizado em menos de 1 minuto, para os 36 alimentadores.

Os indicadores dos pontos candidatos não-dominados são então utilizados na formulação de um problema de programação inteira, cujo objetivo é minimizar a ENS e o número de chaves, sujeito às metas determinadas para os indicadores DEC e FEC de cada conjunto. O número de chaves por alimentador é limitado a um. Para resolver o problema foram utilizados dois métodos, o Branch-and-Bound (BB) e o Algoritmo Genético (AG). Ambos os métodos usam as informações contidas nas matrizes de igualdade (A_{eq}) e desigualdade (A).

A unidade da ENS é kWh/ano, e para transformar a energia “recuperada” pela automação em uma importância monetária considera-se o valor de 0,14391 R\$/kWh, referente à diferença entre o valor médio da compra de energia pela concessionária e a tarifa básica cobrada pela distribuição aos consumidores cativos^m. A multa por ultrapassar os indicadores de continuidade é apresentada em (BARBOSA et al., 2006), cuja fórmula está no ANEXO I. Esse artigo mostra que no ano 2003, 26 empresas distribuidoras foram multadas por terem violado metas de DEC e FEC em 2002, totalizando R\$ 35,3 milhões.

Para estimar o valor dessa multa vamos considerar a Receita Operacional Líquida da concessionária igual a R\$ 2,5 bilhões, e um total de 2 milhões de consumidores, que são valores médios para o ano de 2006, obtidos pela página de relação com o investidor^m da empresa que serviu de modelo para os estudos de caso.

As simulações foram realizadas em um computador com as seguintes especificações: processador AMD Athlon 3000+ de 2 GHz e 1 GB de memória RAM, sistema operacional Windows 2000, e ambiente computacional Matlab 7.2.

^m <http://www.celesc.com.br/ri/>

5.2 Caso Base

Neste caso, o sistema possui 36 alimentadores que atendem 4 conjuntos. As chaves de manobra automáticas a serem instaladas impedem a interrupção de consumidores a montante para falhas a jusante, isto é, isolam falhas que ocorrem a frente da chave. No caso de faltas a montante, transferem a carga a jusante para o alimentador adjacente em 3 minutos. Ambas as manobras são realizadas com 100% de confiabilidade.

Este sistema dispõe de 1026 pontos candidatos à alocação de uma chave automática NF. Após o cálculo dos indicadores de continuidade e a verificação de dominância restaram apenas 130 pontos não-dominados (Pareto-relevantes).

A seguir, seguem os resultados da otimização por Branch-and-Bound (BB), com os indicadores antes da automação e após a alocação de uma chave automática em cada alimentador. Em seguida, é apresentada a minimização do número de chaves feita pelos dois métodos propostos, BB e AG.

5.2.1 Otimização com BB

A Figura 45 ilustra as matrizes de restrições de desigualdade (A) e igualdade (A_{eq}) aplicadas ao problema de minimização da Energia Não Suprida com o método Branch-and-Bound. Os pontos representam elementos não-nulos, que na matriz A são valores para os indicadores de continuidade por conjunto, e na matriz A_{eq} são iguais a um. Nessa matriz, os pontos nas linhas de um ao número de alimentadores indicam as posições passíveis de seleção, e na última linha apenas o primeiro elemento de cada alimentador é igual a zero, sendo que o produto desta pelo vetor de solução representa a quantidade de chaves alocadas.

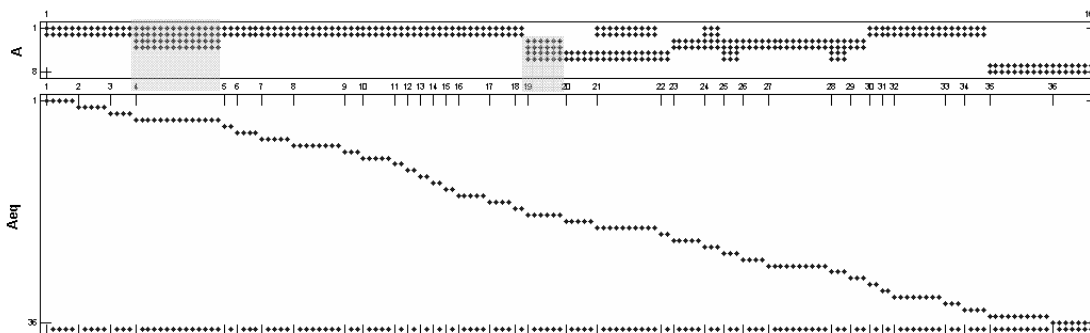


Figura 45. Matrizes de restrições de desigualdade (A) e igualdade (A_{eq}) para o caso base.

A Tabela 18, apresenta os seguintes indicadores do sistema: a ENS e o DEC e FEC para os quatro conjuntos sem nenhuma chave automática (estado original), as respectivas restrições impostas aos indicadores (metas), os resultados com a alocação de uma chave automática NF por alimentador, bem como as diferenças absolutas e relativas após a

otimização. Anexa a esta tabela estão os resultados do desempenho do algoritmo, mostrando o número de iterações dos PLs resolvidos, os nós visitados e o tempo computacional.

Tabela 18. Indicadores para o Caso Base com uma chave automática por alimentador.

INDICADOR _{Conj}	Sem Chave Automática	Restrições	Com uma chave por AL (36)	Redução	%
ENS	15.127.294,91	Minimizar	11.726.096,78	3.401.198,12	22,48
DEC ₁	31,09	28	25,46	5,63	18,11
FEC ₁	24,48	22	20,70	3,77	15,41
DEC ₂	19,24	17	15,42	3,81	19,83
FEC ₂	19,13	17	15,84	3,29	17,19
DEC ₃	33,08	29	24,07	9,01	27,25
FEC ₃	35,24	32	28,16	7,08	20,08
DEC ₄	34,08	30	23,74	10,33	30,33
FEC ₄	30,91	28	27,37	3,53	11,43
Iterações	29				
Nós visitados	1				
Tempo	0,906 s				

Com a alocação de uma chave automática NF em cada alimentador do sistema teste é possível se recuperar em torno de 22,48% da Energia Não Suprida, o que resultaria na quantia de R\$ 489.466,42. Além disso, os indicadores de continuidade teriam uma redução média de quase 20%, o que implica evitar multas pela transgressão das metas impostas pelo órgão regulador. Essas multas somam um total de R\$ 1.065.046,48 se considerarmos como metas as restrições do problema. O tempo computacional foi abaixo de um segundo, porque o algoritmo convergiu após 29 iterações, gerando apenas uma restrição de variável inteira. Isso acontece devido às fracas restrições impostas.

A seguir é apresentada uma lista com os 36 alimentadores e o respectivo ponto candidato selecionado. O número corresponde à posição do ponto na matriz de alcance, que segue uma ordem a partir da subestação (ponto 1). Para saber quais alimentadores atendem quais conjuntos, pode-se examinar a matriz de restrições A na Figura 45, cuja ordem das linhas obedece a sequência da Tabela 18 a partir do DEC₁. Por exemplo, pode-se verificar que o alimentador 4 fornece energia aos conjuntos 1 e 2, e o alimentador de número 19 aos conjuntos 2 e 3. Essa relação de um alimentador com mais de um conjunto é uma das principais dificuldades para resolver o problema, pois a posição de uma chave afeta de forma diferente os indicadores de diferentes conjuntos, que por sua vez possuem metas distintas.

Posições determinadas pela otimização com uma chave por alimentador:

1. CQS01 = 41	10. ICO08 = 42	19. PLA04 = 233	28. RCO09 = 86
2. CQS02 = 39	11. ICO09 = 23	20. PLA05 = 61	29. RCO10 = 40
3. CQS03 = 45	12. ICO10 = 18	21. PLA06 = 35	30. TDE01 = 35
4. CQS05 = 41	13. INE02 = 34	22. PLA09 = 109	31. TDE02 = 21
5. CQS12 = 11	14. INE03 = 63	23. RCO01 = 19	32. TDE05 = 26
6. ICO02 = 27	15. INE06 = 268	24. RCO03 = 277	33. TDE07 = 55
7. ICO03 = 55	16. INE08 = 160	25. RCO05 = 17	34. TDE08 = 89
8. ICO05 = 46	17. INE09 = 128	26. RCO06 = 327	35. TJS03 = 52
9. ICO07 = 30	18. ISL04 = 513	27. RCO07 = 34	36. TJS05 = 25

Após a primeira análise, buscou-se minimizar o número de chaves automáticas a serem alocadas no sistema. Como esse número de chaves foi definido como uma restrição de igualdade, o algoritmo testa a viabilidade de solução do problema na primeira iteração, e caso seja viável, cancela a otimização e diminui o número de chaves previamente estabelecido. Esse processo iterativo continua até a solução ser inviável, e então o problema é resolvido com a última restrição que permite a viabilidade.

Esta abordagem de forçar uma restrição para a variável número de chaves, e testar a viabilidade do problema de forma iterativa, mostrou-se muito mais rápida do que deixar o algoritmo minimizá-la em conjunto com a ENS. Pois assim o problema fica muito mais restrito, diminuindo o espaço de busca e agilizando a sua solução.

O tempo computacional para resolução do problema de programação inteira não pode ser determinado, e o algoritmo Branch-and-Bound pode potencialmente avaliar as 2^n possibilidades, em que n é o número de variáveis. Neste caso, tem-se 166 variáveis, sendo 130 pontos candidatos mais 36 opções de não se alocar uma chave, o que resulta em $9,35 \cdot 10^{49}$ possibilidades. Porém, as restrições do número de chaves e de se alocar apenas uma por alimentador, reduzem as possibilidades para uma ordem de 10^{15} .

Nesta etapa da otimização é importante observar a opção de tolerância do algoritmo para a diferença entre o limite dado pela Programação Linear Relaxada e a melhor solução inteira (*gap*), pois a função objetivo possui um valor muito alto e uma tolerância acima de 1% pode impedir o algoritmo de chegar ao ótimo global.

O resultado da otimização determinou um número mínimo de 11 chaves para atender às metas de continuidade. Os valores da ENS do sistema e dos indicadores estão na Tabela 19. Observando essa tabela é possível se verificar que os indicadores que ficaram mais próximos das suas restrições foram o DEC_1 , FEC_2 e FEC_4 . O indicador com maior folga foi o DEC_4 , que obteve uma redução de 21,86%. A diferença da ENS antes e após a automação proposta é de 1.754.181,39 kWh/ano, o que resultaria em um ganho de R\$ 252.444,24. Tal resultado, obtido com o número mínimo de chaves, é praticamente metade do que seria conseguido com uma

chave por alimentador, uma diferença de R\$ 237.022,17. Entretanto, custaria 25 chaves a menos.

Tabela 19. Indicadores para alocação mínima no Caso Base.

INDICADOR _{Conj}	Sem Chave Automática	Restrições	Com 11 chaves	Redução	%
ENS	15.127.294,91	Minimizar	13.370.113,52	1.757.181,39	11,62
DEC ₁	31,09	28	27,98	3,11	10,00
FEC ₁	24,48	22	21,72	2,76	11,27
DEC ₂	19,24	17	16,58	2,66	13,83
FEC ₂	19,13	17	16,99	2,14	11,19
DEC ₃	33,08	29	28,79	4,29	12,97
FEC ₃	35,24	32	31,62	3,62	10,27
DEC ₄	34,08	30	26,63	7,45	21,86
FEC ₄	30,91	28	27,98	2,93	9,48
Iterações	3613				
Nós visitados	304				
Tempo	23,921 s				

Os 11 alimentadores escolhidos e a respectiva posição para alocação de uma chave NF automatizada estão na lista abaixo:

- | | |
|----------------|----------------------|
| 1. CQS05 = 41 | 7. RCO03 = 277 |
| 2. INE03 = 63 | 8. RCO07 = 33 |
| 3. INE08 = 160 | 9. RCO10 = 40 |
| 4. ISL04 = 513 | 10. TDE02 = 21 |
| 5. PLA06 = 35 | 11. TJS03 = 52 |
| 6. RCO01 = 19 | |

A lista acima tem apenas um ponto diferente da otimização feita considerando uma chave por alimentador (RCO07 = 33). Antes da minimização de chaves a posição escolhida para esse alimentador era a de número 34. Isso indica que o princípio de Bellman não é aplicável quando se tem as metas de qualidade, já que pode haver conflito entre minimizar a ENS e atender as restrições.

5.2.2 Otimização com AG

O mesmo problema que foi otimizado com o método Branch-and-Bound, apresentado no item anterior, foi resolvido novamente por um algoritmo genético (AG). As mesmas metas para os indicadores foram adotadas, porém em vez de serem restrições, o fato de ultrapassá-las penaliza a função objetivo em 10^9 vezes a diferença. O número de chaves foi minimizado em conjunto com a ENS, sendo que o valor de uma chave foi ajustado para ser de 10^8 , de forma que os dois primeiros algarismos do valor da função objetivo representam o número de chaves alocadas, já que esta é da ordem de 10^7 . Assim, o algoritmo primeiramente seleciona soluções que respeitem às metas, em seguida busca aquelas com o menor número de chaves e por fim procura pela combinação de mínima ENS.

Os resultados obtidos após a convergência do Algoritmo Genético foram os mesmos da Tabela 19, ou seja, o ótimo global foi encontrado. A Figura 46 mostra um gráfico da evolução dos valores da função objetivo do melhor indivíduo e da média da população ao longo das gerações. Foram realizadas 17780 avaliações da função objetivo ao longo de 253 gerações, com um tempo computacional de 6,341 segundos.

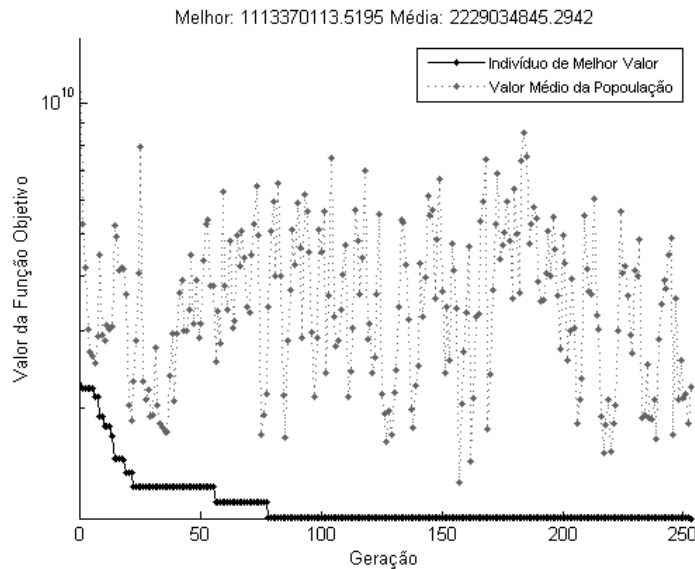


Figura 46. Convergência do AG para o caso base.

Devido a maior flexibilidade de modelagem do Algoritmo Genético foi possível agregar à função objetivo o custo unitário de uma chave NF automática. Isso permite uma análise da influência desse custo na quantidade de chaves a serem alocadas, de forma que se recupere o investimento dentro de certo período. Em um experimento considerando a variação do preço de uma chave entre zero e trinta e cinco mil Reais, o valor da energia recuperada igual a 0,14391 R\$/kWh, o cálculo da multa por ultrapassar os indicadores DEC e FEC de acordo com a fórmula do ANEXO I para os dados do sistema teste e a recuperação do investimento dentro de um ano, obteve-se o gráfico da Figura 47. A relação é não-linear, sendo mais notável a redução de 29 para 21 chaves alocadas com o aumento do custo de uma chave de 5 para 10 mil. Quando as chaves não têm custo, é alocada uma por alimentador (36), e se atinge o limite de 11 chaves a partir de um custo de 30 mil. Esse é o limite necessário para manter os conjuntos dentro das metas, já que o valor da multa é elevado.

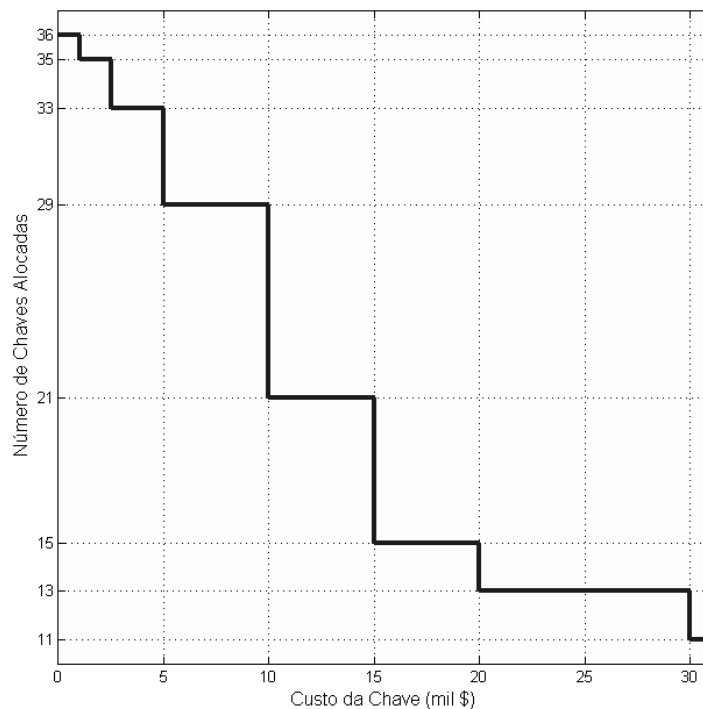


Figura 47. Número de chaves alocadas em função do custo de uma unidade

5.3 Caso 2: UTR Celular

Neste segundo caso, o sistema é o mesmo do Caso 1, com 36 alimentadores e 4 conjuntos, no entanto é simulado o uso de UTRs com comunicação por telefonia celular. Assumiu-se que a área de cobertura atende todos os 1026 pontos candidatos à alocação de uma chave automática NF, e que as manobras de seccionamento e transferência são realizadas com 10% de probabilidade de falha. Após o cálculo dos indicadores de continuidade e a verificação de dominância restaram apenas 129 pontos não-dominados (Pareto-relevantes).

A seguir, são apresentados os resultados da otimização por Branch-and-Bound, com os indicadores antes da automação e após a alocação de uma chave automática em cada alimentador.

5.3.1 Otimização com BB

A Figura 48 abaixo mostra a representação das matrizes de restrições de desigualdade (A) e igualdade (A_{eq}). A estrutura é praticamente igual à do Caso Base, entretanto os valores da matriz A são diferentes devido à probabilidade de falha das manobras automáticas.

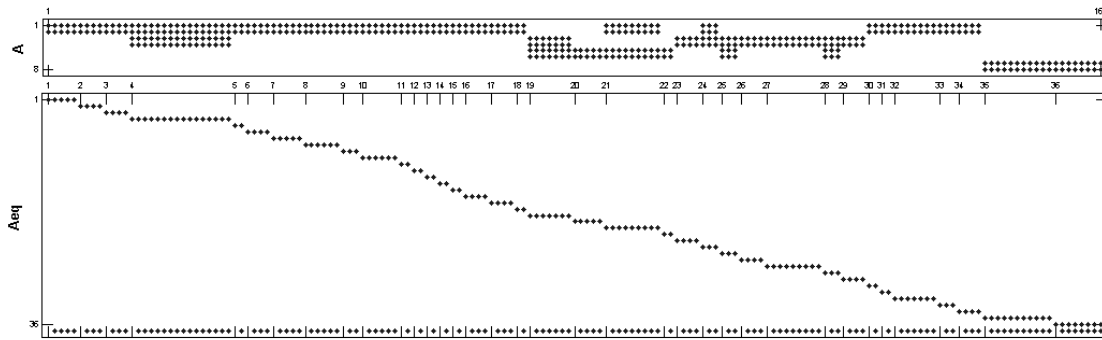


Figura 48. Matrizes de restrições para o caso de UTR celular.

A Tabela 20 apresenta os resultados da otimização considerando a alocação de uma chave automática NF por alimentador.

Analisando a Tabela 20 pode-se ver que a probabilidade de falha da UTR reduziu os ganhos possíveis com a alocação de uma chave automática NF em cada alimentador do sistema para uma média de 17,5%. Em termos monetários, a diferença da ENS para o Caso Base seria de R\$ 68.093,38.

Tabela 20. Indicadores para o UTR celular com uma chave automática por alimentador.

INDICADOR _{Conj}	Sem Chave Automática	Restrições	Com uma chave por AL (36)	Redução	%
ENS	15.127.294,91	Minimizar	12.199.263,26	2.928.031,64	19,35
DEC ₁	31,09	28	26,13	4,95	15,94
FEC ₁	24,48	22	21,07	3,40	13,91
DEC ₂	19,24	17	16,10	3,13	16,30
FEC ₂	19,13	17	16,20	2,93	15,34
DEC ₃	33,08	29	25,74	7,34	22,18
FEC ₃	35,24	32	28,75	6,48	18,40
DEC ₄	34,08	30	25,08	9,00	26,41
FEC ₄	30,91	28	27,77	3,13	10,14
Iterações	28				
Nós visitados	1				
Tempo	0,218 s				

A lista abaixo apresenta os pontos selecionados:

- | | | | |
|----------------------|-----------------|------------------------|------------------------|
| 1. CQS01 = 41 | 10. ICO08 = 42 | 19. PLA04 = 234 | 28. RCO09 = 86 |
| 2. CQS02 = 49 | 11. ICO09 = 23 | 20. PLA05 = 61 | 29. RCO10 = 25 |
| 3. CQS03 = 45 | 12. ICO10 = 18 | 21. PLA06 = 32 | 30. TDE01 = 35 |
| 4. CQS05 = 41 | 13. INE02 = 34 | 22. PLA09 = 109 | 31. TDE02 = 21 |
| 5. CQS12 = 11 | 14. INE03 = 63 | 23. RCO01 = 19 | 32. TDE05 = 26 |
| 6. ICO02 = 27 | 15. INE06 = 268 | 24. RCO03 = 283 | 33. TDE07 = 55 |
| 7. ICO03 = 55 | 16. INE08 = 160 | 25. RCO05 = 17 | 34. TDE08 = 144 |
| 8. ICO05 = 46 | 17. INE09 = 128 | 26. RCO06 = 327 | 35. TJS03 = 50 |
| 9. ICO07 = 30 | 18. ISL04 = 513 | 27. RCO07 = 35 | 36. TJS05 = 25 |

Os alimentadores de número 2, 19, 21, 24, 27, 29, 34 e 35 tiveram posições selecionadas diferentes daquelas do Caso Base. Em seguida, é apresentada a minimização do número de chaves feita pelos dois métodos propostos.

Primeiramente, por meio da PLR, verificou-se que o problema se torna inviável com menos de 15 chaves automáticas NF. Uma diferença de 4 chaves a mais do que no caso de UTRs 100% confiáveis. Os resultados dos indicadores de continuidade por conjunto após a otimização com 15 chaves estão na Tabela 21. É notável o tempo computacional despendido para resolver este caso, quase dez vezes maior. O indicador DEC_1 continua sendo a variável mais próxima da restrição. Isso se justifica pelo maior número de pontos candidatos existentes para o conjunto 1.

Tabela 21. Indicadores para alocação mínima no caso de UTR celular.

INDICADOR _{Conj}	Sem Chave Automática	Restrições	Com 15 chaves	Redução	%
ENS	15.127.294,91	Minimizar	13.231.119,20	1.896.175,70	12,53
DEC_1	31,09	28	27,95	3,13	10,09
FEC_1	24,48	22	21,75	2,72	11,12
DEC_2	19,24	17	16,77	2,47	12,85
FEC_2	19,13	17	16,74	2,39	12,53
DEC_3	33,08	29	26,71	6,36	19,25
FEC_3	35,24	32	29,40	5,83	16,55
DEC_4	34,08	30	25,08	9,00	26,41
FEC_4	30,91	28	27,77	3,13	10,14
Iterações	30627				
Nós visitados	3663				
Tempo	201,65 s				

A seguir é apresentada a lista dos pontos selecionados para serem automatizados com UTRs via telefonia celular.

1. CQS05 = 40
2. INE03 = 63
3. INE08 = 160
4. ISL04 = 513
5. **PLA04 = 234**
6. PLA06 = **32**
7. RCO01 = 19
8. RCO03 = **283**
9. **RCO06 = 327**
10. RCO07 = 35
11. RCO10 = 25
12. TDE02 = 21
13. **TDE07 = 55**
14. TJS03 = 50
15. **TJS05 = 25**

Os alimentadores que entraram neste rol de automação além dos do Caso Base foram o PLA04, RCO06, TDE07 e TJS05. Além disso, alguns alimentadores tiveram pontos diferentes selecionados, como o ponto 32 no PLA06, e o 283 no RCO03.

5.3.2 Otimização com AG

Os resultados obtidos pela otimização via Algoritmo Genético para o Caso 2 estão na Tabela 22. O gráfico da evolução da população é apresentado na Figura 49. Neste caso, o AG encontrou a mesma solução que o BB. A diferença é que o AG conseguiu chegar ao resultado 13,62 vezes mais rápido. Aliás, esse tempo pode variar um pouco, já que o processo de otimização é do tipo estocástico.

Tabela 22. Indicadores para alocação mínima com AG no caso de UTR celular.

INDICADOR _{Conj}	Sem Chave Automática	Restrições	Com 15 chaves	Redução	%
ENS	15.127.294,91	Minimizar	13.231.119,20	1.896.175,70	12,53
DEC ₁	31,09	28	27,95	3,14	10,10
FEC ₁	24,48	22	21,75	2,73	11,15
DEC ₂	19,24	17	16,77	2,47	12,84
FEC ₂	19,13	17	16,74	2,39	12,49
DEC ₃	33,08	29	26,71	6,37	19,26
FEC ₃	35,24	32	29,40	5,84	16,57
DEC ₄	34,08	30	25,08	9,00	26,41
FEC ₄	30,91	28	27,77	3,14	10,16
Avaliações	16520				
Gerações	235				
Tempo	14,803 s				

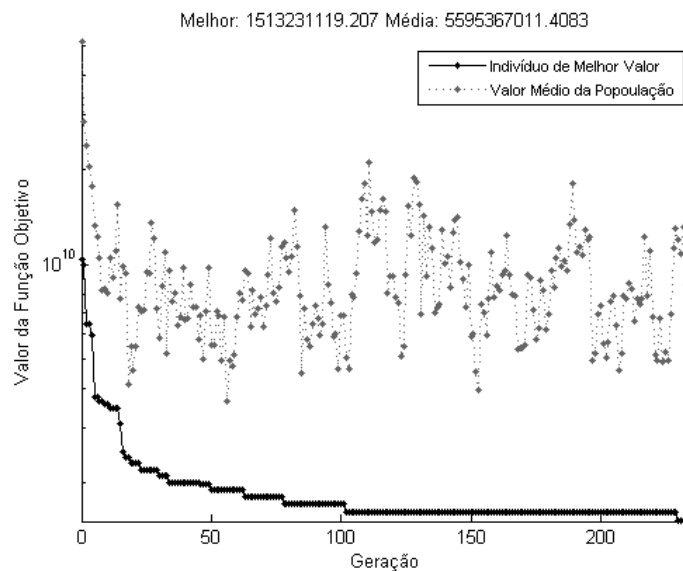


Figura 49. Convergência do AG para o caso com UTR celular.

É interessante notar na Figura 49 que o valor do melhor indivíduo evolui gradativamente até a centésima geração, e depois disso fica estagnado por aproximadamente 150 gerações até que atinge o valor ótimo. O melhor valor destacado no topo do gráfico (1513231119,207) significa que foram utilizadas 15 chaves, e o resultado da ENS é igual a 13.231.119,2 kWh/ano.

5.4 Caso 3: UTR à Rádio MAS com 10 km de raio

Para o caso 3 foi escolhido o sistema de comunicação via rádio MAS. A estação principal fica localizada em uma área central do sistema teste, com uma antena omnidirecional com capacidade de enlace dentro de um raio de 10 km de distância (Figura 50). As UTRs deste sistema têm uma disponibilidade de 95%.

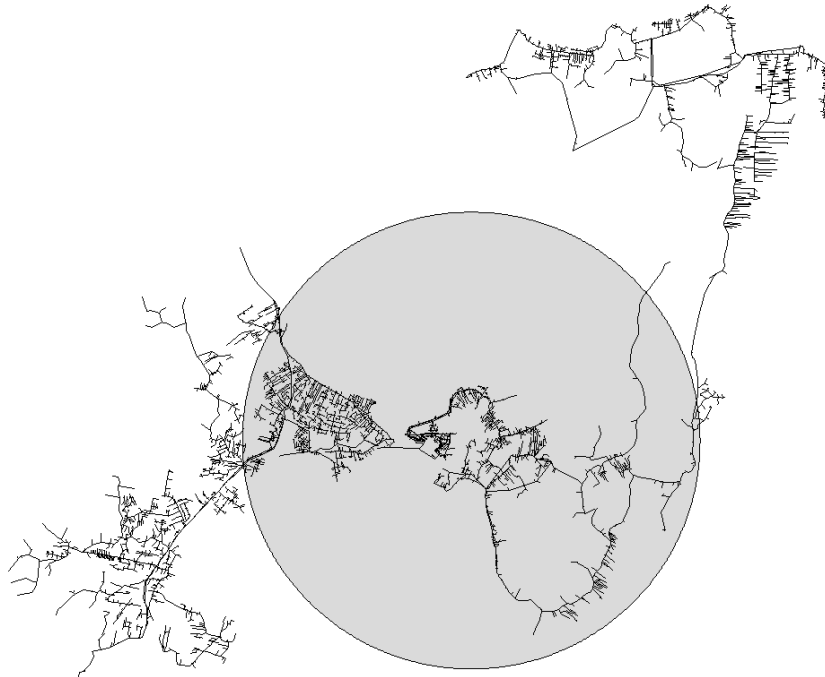


Figura 50. Área de abrangência do rádio MAS.

Este sistema abrange 22 alimentadores com 675 pontos candidatos a receberem uma chave NF automatizada. No entanto, esses alimentadores atendem apenas 2 conjuntos, e após o cálculo dos indicadores e a verificação de dominância restaram 70 pontos não-dominados (Pareto-relevantes).

Como o número de alimentadores disponíveis para automação é diferente do usado no Caso Base, para se obter a devida comparação deve-se impor a mesma redução absoluta dos indicadores. Sendo assim, a diferença entre os indicadores sem chave automática e as restrições para os indicadores deve ser igual à lista a seguir.

DEC1= -3,09
FEC1= -2,48
DEC2= -2,24
FEC2= -2,13

DEC3= -4,08
FEC3= -3,24
DEC4= -4,08
FEC4= -2,91

5.4.1 Otimização com BB

As matrizes de restrições de desigualdade (A) e igualdade (A_{eq}) desse caso têm uma estrutura diferente das do Caso Base, pois são apenas dois conjuntos atendidos por 22 alimentadores, com um total de 92 opções de posicionamento para as chaves.

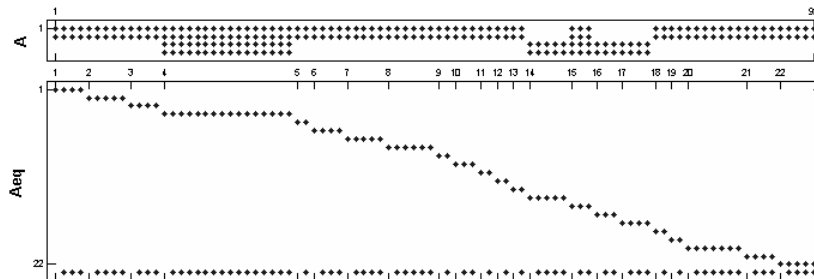


Figura 51. Matrizes de restrições para o caso de UTR por rádio.

As restrições para este caso devem ser iguais aos indicadores sem chave menos a redução desejada. Os resultados da otimização com uma chave por alimentador estão na Tabela 23, em que aparecem apenas os indicadores para os conjuntos 1 e 2, pois os pontos candidatos dos alimentadores que atendem os outros conjuntos foram excluídos pelo alcance limitado do sistema de comunicação.

Tabela 23. Indicadores para o caso de UTR por rádio, uma chave por alimentador.

INDICADOR _{Conj}	Sem Chave Automática	Restrições	Com uma chave por AL (22)	Redução	%
ENS	7.300.881,81	Minimizar	5.651.903,07	1.648.978,73	22,58
DEC ₁	16,89	13,80	13,32	3,57	21,14
FEC ₁	14,57	12,09	11,79	2,77	19,03
DEC ₂	12,09	9,92	9,91	2,17	17,98
FEC ₂	12,36	10,23	10,15	2,21	17,89
Iterações	13				
Nós visitados	1				
Tempo	0,109 s				

A redução da ENS do sistema com a automação dos 22 alimentadores disponíveis foi de 1.648.978,73 kWh/ano, equivalente a R\$ 237.304,52. Os indicadores do conjunto 1 teriam uma redução média de 20%, e para o conjunto 2 seria de 18%. Os pontos selecionados em cada alimentador estão na lista abaixo:

- | | | | |
|----------------------|----------------|------------------------|------------------------|
| 1. CQS01 = 41 | 7. ICO03 = 55 | 13. ISL04 = 513 | 19. TDE02 = 21 |
| 2. CQS02 = 49 | 8. ICO05 = 46 | 14. RCO01 = 19 | 20. TDE05 = 26 |
| 3. CQS03 = 45 | 9. ICO07 = 30 | 15. RCO03 = 283 | 21. TDE07 = 55 |
| 4. CQS05 = 41 | 10. ICO08 = 42 | 16. RCO05 = 17 | 22. TDE08 = 144 |
| 5. CQS12 = 11 | 11. ICO09 = 23 | 17. RCO06 = 327 | |
| 6. ICO02 = 27 | 12. ICO10 = 18 | 18. TDE01 = 35 | |

Comparando com a otimização com uma chave por alimentador do Caso Base, verifica-se que os alimentadores CQS02, RCO03 e TDE08 tiveram pontos diferentes selecionados ao se decidir pelo sistema de comunicação por rádio MAS.

O número mínimo de chaves a serem alocadas para atender as restrições das metas dos conjuntos 1 e 2 deve ser igual a 12. Os resultados da alocação ótima desta quantidade de chaves podem ser vistos na Tabela 24.

Tabela 24. Indicadores para alocação mínima no caso de UTR por rádio.

INDICADOR _{Conj}	Sem Chave Automática	Restrições	Com 12 chaves	Redução	%
ENS	7.300.881,81	Minimizar	6.111.105,76	1.189.776,04	16,29
DEC ₁	16,89	13,80	13,79	3,09	18,33
FEC ₁	14,57	12,09	11,80	2,76	18,97
DEC ₂	12,09	9,92	9,91	2,17	17,98
FEC ₂	12,36	10,23	10,12	2,24	18,14
Iterações	424				
Nós visitados	76				
Tempo	3,405 s				

A lista com os 12 alimentadores e os respectivos pontos selecionados para automação é a seguinte:

1. CQS03 = **40**
2. CQS05 = 41
3. ICO02 = 27
4. ISL04 = 513
5. RCO01 = **20**
6. RCO03 = **277**
7. RCO05 = 17
8. RCO06 = 327
9. TDE01 = 35
10. TDE02 = 21
11. TDE05 = **64**
12. TDE07 = **31**

Na lista acima estão destacados os pontos que diferem da otimização com uma chave por alimentador (lista após a Tabela 23). É interessante notar que apesar de ter que atender apenas dois conjuntos, foi necessário uma chave a mais do que a alocação mínima do Caso Base. A principal diferença foi a ausência dos alimentadores da subestação INE, que ficam na parte norte do sistema teste, e que não estão na área de abrangência do rádio MAS. Também contribui para o aumento do número de chaves automáticas alocadas a probabilidade de falha de 5% do sistema de comunicação.

5.4.2 Otimização com AG

A Tabela 25 contém os resultados da otimização pelo AG, iguais aos obtidos pelo BB (Tabela 24). Entretanto, dessa vez foi necessário usar o artifício de restringir também o número de chaves, para facilitar ao AG encontrar uma solução melhor, já que ao tentar minimizar conjuntamente o número de chaves e a ENS não estava resultando em menos do que 13 chaves ao final de 1000 iterações, como pode ser visto na Figura 52.

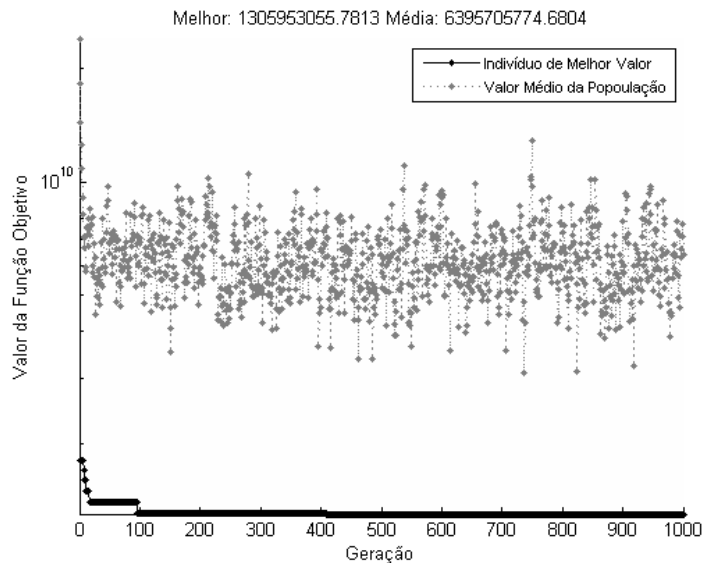


Figura 52. Não-convergência do AG para o caso de UTR por rádio.

Neste caso, se o planejador estivesse usando apenas o AG como método de otimização, com os mesmos parâmetros dos casos anteriores, poderia ser levado a acreditar que o número mínimo de chaves automáticas a serem alocadas no sistema seria 13.

Tabela 25. Indicadores para alocação mínima com AG no caso de UTR por rádio.

INDICADOR _{Conj}	Sem Chave Automática	Restrições	Com 12 chaves	Redução	%
ENS	7.300.881,81	Minimizar	6.111.105,76	1.189.776,04	16,29
DEC ₁	16,89	13,80	13,79	3,09	18,33
FEC ₁	14,57	12,09	11,80	2,76	18,97
DEC ₂	12,09	9,92	9,91	2,17	17,98
FEC ₂	12,36	10,23	10,12	2,24	18,14
Avaliações	8700				
Gerações	173				
Tempo	3,496 s				

O gráfico de evolução da população do AG na Figura 53 difere um pouco dos anteriores porque o valor da função objetivo foi alterado. Nesta otimização não foi considerado um valor para as chaves somado ao valor da ENS, e sim uma penalização por ultrapassar o número de chaves desejado. Os degraus observados na Figura 53 acontecem quando o AG encontra um indivíduo com uma chave a menos do que o restante da população.

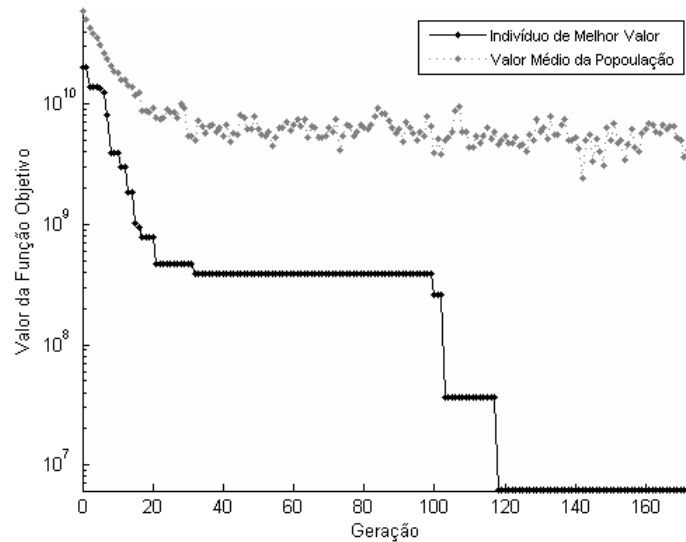


Figura 53. Convergência do AG para o caso de UTR por rádio.

5.5 Caso 4: UTR por fibra ótica

Neste último caso, optou-se por testar a alocação de chaves automáticas com UTRs por fibra ótica, aproveitando-se do sistema de comunicação existente que interliga as subestações da região em análise (Figura 54).

A rede de fibra ótica utilizada pela concessionária passa pelos postes que suportam 23 alimentadores, atendendo aos quatro conjuntos, com um total de 645 pontos candidatos. Foi realizado o cálculo dos indicadores de continuidade com a alocação de uma chave NF automática em cada um desses pontos, que após a verificação de dominância foram reduzidos a 89. Foi considerada uma disponibilidade de 99,9% para o sistema de comunicação.

Como o número de alimentadores disponíveis para automação é diferente do Caso Base, as restrições são resultado da diferença entre os indicadores sem chave automática nestes 23 alimentadores e a redução dos indicadores necessária para se obter a mesma meta para os conjuntos.

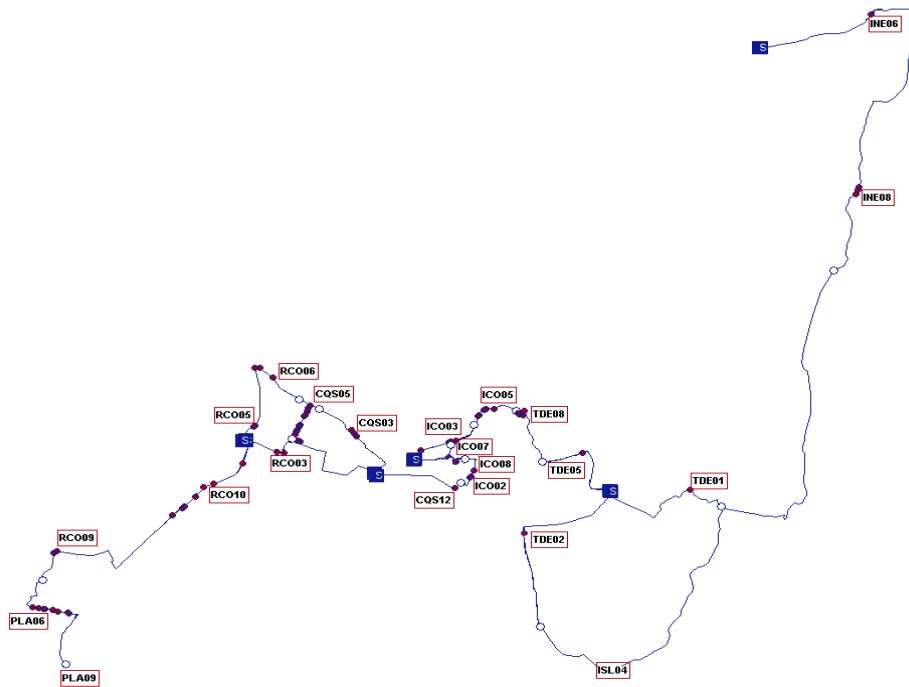


Figura 54. Rede de comunicação por fibra ótica.

5.5.1 Otimização com BB

Neste caso, a matriz de restrições de desigualdade (A) tem dimensão 8×112 , e a de restrições de igualdade (A_{eq}) é 24×112 , como mostra a Figura 55. Pode-se verificar que o conjunto 2 é atendido pelos alimentadores de número 2, 14, 15, 16 e 17, enquanto o conjunto 3 recebe energia pelos de número 12, 13 e 16, e o conjunto 4 tem apenas os alimentadores 22 e 23. Os demais suprem o conjunto 1.

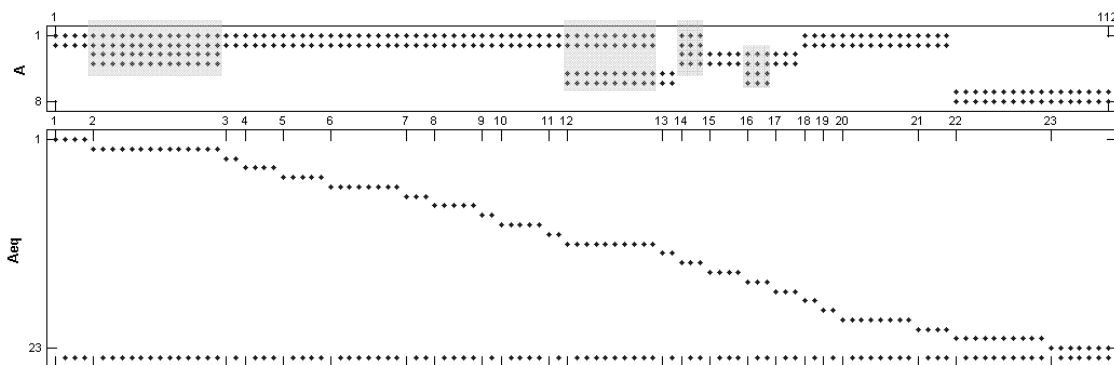


Figura 55. Matrizes de restrições para o caso de UTR por fibra ótica.

É interessante notar que mesmo com poucos alimentadores, alguns ainda passam por mais de um conjunto, como os de número 2 e 14, que atendem os conjuntos 1 e 2; o número 12, que atende os conjuntos 1 e 3; e o 16 que abastece os conjuntos 2 e 3, destacados na Figura 55.

Os valores da ENS e dos indicadores DEC e FEC para os quatro conjuntos, antes e depois da automação, considerando a alocação de uma chave por alimentador, estão na Tabela 26.

Tabela 26. Indicadores para o caso de UTR por fibra ótica com uma chave por alimentador.

INDICADOR _{Conj}	Sem Chave Automática	Restrições	Com uma chave por AL (23)	Redução	%
ENS	11.137.909,18	Minimizar	8.850.590,87	2.287.318,31	20,53
DEC ₁	24,54	21,45	20,43	4,11	16,75
FEC ₁	20,85	18,37	17,78	3,07	14,74
DEC ₂	13,02	10,78	10,70	2,31	17,77
FEC ₂	12,81	10,76	10,75	2,05	16,04
DEC ₃	19,78	15,70	15,19	4,59	23,23
FEC ₃	20,34	17,10	16,28	4,05	19,93
DEC ₄	34,08	30,00	23,74	10,33	30,33
FEC ₄	30,91	28,00	27,37	3,53	11,43
Iterações	21				
Nós visitados	1				
Tempo	0,078 s				

A redução da ENS obtida pela alocação de 23 chaves nos alimentadores por onde passa a rede de fibra ótica possibilita um ganho de R\$ 329.167,97 para a concessionária. Além de uma redução média de 18,77% na contribuição desses alimentadores para os indicadores dos quatro conjuntos. A lista dos pontos a serem automatizados está na página seguinte.

- | | |
|-----------------|-----------------|
| 1. CQS03 = 45 | 13. PLA09 = 109 |
| 2. CQS05 = 41 | 14. RCO03 = 277 |
| 3. CQS12 = 11 | 15. RCO06 = 327 |
| 4. ICO02 = 27 | 16. RCO09 = 86 |
| 5. ICO03 = 55 | 17. RCO10 = 40 |
| 6. ICO05 = 46 | 18. TDE01 = 35 |
| 7. ICO07 = 30 | 19. TDE02 = 21 |
| 8. ICO08 = 42 | 20. TDE05 = 26 |
| 9. INE06 = 268 | 21. TDE08 = 89 |
| 10. INE08 = 160 | 22. TJS03 = 52 |
| 11. ISL04 = 513 | 23. TJS05 = 25 |
| 12. PLA06 = 35 | |

O número mínimo de chaves que pode ser alocado sem tornar o problema inviável devido às metas de continuidade dos conjuntos é igual a 11 neste caso. Os resultados da otimização via Branch-and-Bound para um conjunto de 11 chaves NF automatizadas dentre os 89 pontos candidatos nos 23 alimentadores estão na Tabela 27. O algoritmo convergiu em menos de 2 segundos, visitando apenas 16 nós da árvore de busca, gerados por restrições de valor inteiro para alguma das variáveis.

Tabela 27. Indicadores para alocação mínima no caso de UTR por fibra ótica.

INDICADOR _{Conj}	Sem Chave Automática	Restrições	Com 11 chaves	Redução	%
ENS	11.137.909,18	Minimizar	9.479.190,18	1.658.719,00	14,89
DEC ₁	24,54	21,45	21,42	3,12	12,73
FEC ₁	20,85	18,37	18,03	2,82	13,53
DEC ₂	13,02	10,78	10,76	2,26	17,37
FEC ₂	12,81	10,76	10,75	2,06	16,05
DEC ₃	19,78	15,70	15,20	4,58	23,14
FEC ₃	20,34	17,10	16,31	4,03	19,81
DEC ₄	34,08	30,00	26,63	7,45	21,85
FEC ₄	30,91	28,00	27,98	2,93	9,47
Iterações	206				
Nós visitados	16				
Tempo	1,995 s				

Apesar do número mínimo de chaves ter sido o mesmo do Caso Base, o sistema de comunicação por fibra ótica não estava disponível para todos os alimentadores, o que resulta em aproximadamente 89 mil kWh/ano a mais de Energia Não Suprida (ou menos R\$ 12.800), verificado pela diferença de redução da ENS entre as tabelas 28 e 19. A redução média relativa aos 23 alimentadores para os indicadores de continuidade foi de 16,74%.

1. CQS05 = 40
2. INE08 = 160
3. ISL04 = 513
4. PLA06 = 35
5. RCO03 = 277
6. RCO06 = 327
7. RCO09 = 86
8. RCO10 = 40
9. TDE01 = 35
10. TDE02 = 21
11. TJS03 = 52

Verificando a lista dos 11 pontos a serem automatizados acima, constata-se que apenas o ponto 40 no alimentador CQS05 difere da lista dos pontos escolhidos sem a restrição de chaves.

5.5.2 Otimização com AG

Neste quarto caso de estudo o resultado da otimização pelo Algoritmo Genético foi exatamente igual ao obtido pelo Branch-and-Bound. Mesmo deixando o AG rodar por quatro mil gerações, com e sem a restrição de número de chaves, as posições indicadas para automação foram iguais às da lista acima. A Tabela 28 apresenta os mesmos valores da Tabela 27, com exceção para os resultados de desempenho do algoritmo, onde se pode ver que o AG convergiu para o valor de 1109479190,18 praticamente tão rápido quanto o BB.

Tabela 28. Indicadores para alocação mínima com AG no caso de UTR por fibra ótica.

INDICADOR _{Conj}	Sem Chave Automática	Restrições	Com 11 chaves	Redução	%
ENS	11.137.909,18	Minimizar	9.479.190,18	1.658.719,00	14,89
DEC ₁	24,54	21,45	21,42	3,12	12,73
FEC ₁	20,85	18,37	18,03	2,82	13,53
DEC ₂	13,02	10,78	10,76	2,26	17,37
FEC ₂	12,81	10,76	10,75	2,06	16,05
DEC ₃	19,78	15,70	15,20	4,58	23,14
FEC ₃	20,34	17,10	16,31	4,03	19,81
DEC ₄	34,08	30,00	26,63	7,45	21,85
FEC ₄	30,91	28,00	27,98	2,93	9,47
Avaliações	5750				
Gerações	114				
Tempo	2,727 s				

A Figura 56 mostra a evolução dos valores da função objetivo para o melhor indivíduo e para a média da população. Pode-se observar que a população inicial, que é gerada de forma completamente aleatória, já possuía um indivíduo com um bom valor. Esse fato deve ter contribuído para a rápida convergência deste caso (2,72 s). Aliás, ao repetir essa otimização dez vezes com diferentes populações iniciais, o tempo médio de convergência foi de apenas 3,94 segundos.

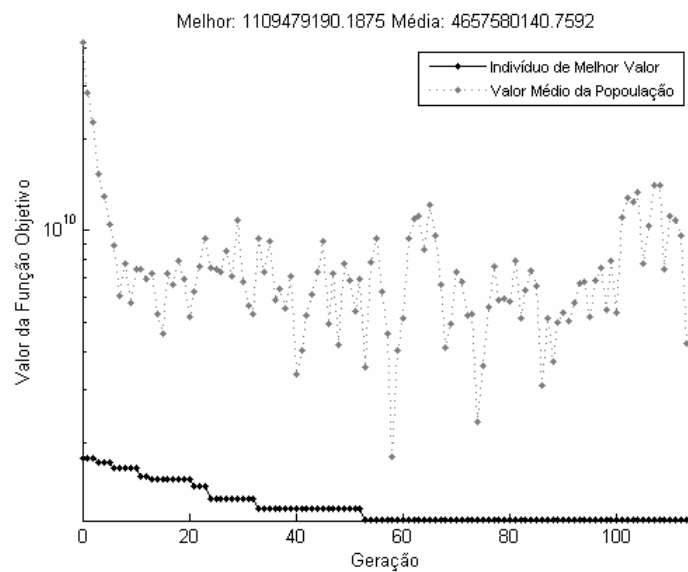


Figura 56. Convergência do AG para o caso de UTR por fibra ótica.

5.6 Resumo dos Resultados Obtidos

Analisando os resultados obtidos com as simulações dos indicadores de qualidade e otimização da posição das chaves NF automáticas para os diferentes casos, percebe-se que as limitações impostas pelo sistema de comunicação influenciam diretamente na configuração final do sistema de automação. A Tabela 29 faz um resumo dos dados utilizados nos quatro casos mais alguns resultados obtidos.

Tabela 29. Resumo dos dados e resultados para os quatro casos.

Resultado	1. Caso Base	2. Celular	3. Rádio MAS	4. Fibra ótica
Número de alimentadores	36	36	22	23
Conjuntos atendidos	4	4	2	4
Indisponibilidade da UTR	0 %	10 %	5 %	0,1 %
ENS Sem Chave Automática	15.127.294,91	15.127.294,91	7.300.881,81	11.137.909,18
Número Mínimo de Chaves NF	11	15	12	11
ENS Mínima	13.370.113,52	13.231.119,20	6.111.071,14	9.479.190,18
Redução (kWh/ano)	1.757.181,39	1.896.175,70	1.189.810,67	1.658.719,00
% em relação ao Base	11,62	12,53	7,87	10,97

Na tabela acima, pode-se verificar que os casos 3 e 4 possuem menos alimentadores disponíveis para automação, devido à restrição do sistema de comunicação. Isso reflete no valor da ENS sem chave automática, que considera apenas os alimentadores envolvidos no processo de automação. O número de conjuntos atendidos só é diferente no caso 3, em que apenas dois estão sob a área de abrangência do rádio MAS. Com isso, o problema de alocação tem menos restrições. O valor da indisponibilidade da UTR influencia diretamente os indicadores DEC, FEC e ENS, sendo que os dois primeiros devem atender às metas dos conjuntos. Logo, quanto maior a indisponibilidade do sistema de automação, mais chaves são necessárias para que os indicadores fiquem abaixo das metas. Contudo, quando mais chaves automáticas estão presentes na rede de distribuição é possível se obter uma maior redução da Energia Não Suprida do sistema.

Este estudo mostra que o planejamento de um sistema de automação deve vincular a escolha do sistema de comunicação com a posição de instalação das chaves de manobra na rede de distribuição. Caso se determine essas posições sem considerar a abrangência e indisponibilidade das UTRs, não é possível se atestar a máxima eficiência de seu funcionamento.

A Tabela 30 traz os alimentadores e as posições determinadas em cada um dos quatro casos estudados. Do total de 36 alimentadores do sistema teste, 21 foram selecionados para receberem chaves automáticas dentre os casos. Apenas dois tiveram o mesmo ponto escolhido

em todos os casos, destacados na tabela. Verificando os pontos candidatos desses alimentadores que foram unanimidade, descobriu-se que ambos só têm uma opção para alocação de uma chave NF automática, ou seja, possuem um ponto Pareto-ótimo para os três indicadores de continuidade. Na hipótese de se alocar uma chave no ponto 21 do alimentador TDE02 é estimado um ganho de 134 mil kWh/ano, e uma redução de 0,582 no DEC e de 0,631 no FEC do conjunto 1.

Tabela 30. Alimentadores e posições determinadas nos quatro casos.

Alimentador	Posição			
	Caso Base	Celular	Rádio MAS	Fibra ótica
CQS03	0	0	40	0
CQS05	41	40	41	40
ICO02	0	0	27	0
INE03	63	63	0	0
INE08	160	160	0	160
ISL04	513	513	513	513
PLA04	0	234	0	0
PLA06	35	32	0	35
RCO01	19	19	20	0
RCO03	277	283	277	277
RCO05	0	0	17	0
RCO06	0	327	327	327
RCO07	33	35	0	0
RCO09	0	0	0	86
RCO10	40	25	0	40
TDE01	0	0	34	35
TDE02	21	21	21	21
TDE05	0	0	64	0
TDE07	0	55	30	0
TJS03	52	50	0	52
TJS05	0	25	0	0

Podem-se destacar ainda os pontos 160 do INE08, 277 do RCO03 e 327 do RCO06, que aparecem em três dos quatro casos. Esses alimentadores possuem respectivamente, 4, 2 e 3 pontos candidatos não-dominados. Alguns alimentadores apresentaram uma pequena variação na posição da chave, por exemplo, no CQS05 entre os pontos 40 e 41 e no PLA06 entre os pontos 35 e 32. Tal variação acontece devido à disputa entre minimizar a ENS e atender a alguma das metas de qualidade. Uma maior distância é observada nos alimentadores RCO10 e TDE07, sendo entre os pontos 40 e 25, e 55 e 30, respectivamente. A troca que acontece ao mover a chave NF automática do ponto 55 para o ponto 30 no TDE07 é a seguinte: - 63 mil kWh/ano, + 0,0976 para o FEC₁ e + 0,0312 para o DEC₁.

Um resumo dos tempos de processamento gastos pelos algoritmos de programação inteira empregados em cada um dos casos testados é exibido na Tabela 31, servindo de base para comparar seus desempenhos.

Tabela 31. Resumo dos tempos de processamento.

Caso	Branch-and-Bound	Algoritmo Genético
1) Base	23,921 s	6,341 s
2) Celular	201,650 s	14,803 s
3) Rádio MAS	3,405 s	3,496 s
4) Fibra ótica	1,995 s	2,727 s

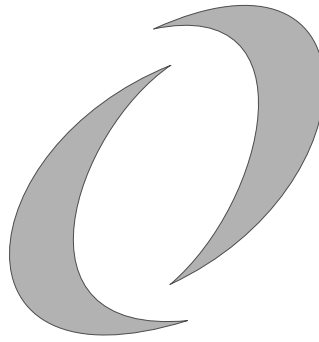
Pode-se ver que o Algoritmo Genético (AG) foi muito mais rápido que o Branch-and-Bound (BB) para encontrar a solução dos dois primeiros casos, especialmente no segundo, e que o BB levou uma leve vantagem nos casos 3 e 4. Todavia, o critério de parada do AG era a solução ótima já conhecida a partir do resultado do BB, que ao convergir garante o ótimo dentro da tolerância ajustada. Mesmo assim, se considerarmos para o AG um critério de parada igual à melhor solução ficar estagnada por 100 gerações, não acrescentaria nem 10 segundos aos tempos correspondentes da tabela acima.

A princípio, o AG não convergiu para o ótimo no Caso 3. No entanto, ao se adicionar uma penalização para um número de chaves acima do desejado, esse problema foi sanado e o valor ótimo foi encontrado rapidamente.

Cabe aqui ressaltar que o algoritmo BB utilizado necessita a restrição de igualdade para o número de chaves para resolver o problema de alocação mínima de forma eficiente. Isso foi detectado ao se tentar resolver o mesmo problema com a restrição de chaves na forma de menor ou igual a um valor desejado. Para os casos com a redução de variáveis por análise de dominância, o tempo foi levemente maior. Porém, com 1026 pontos candidatos, o algoritmo rodou por 12 horas sem convergir. Por outro lado, o AG consegue lidar com problemas dessa dimensão sem muito esforço. Por exemplo, foi possível encontrar o ótimo global para o problema do Caso Base com todos os 1026 PCs em menos de um minuto, como é demonstrado na Figura 66 do Apêndice B.

O algoritmo Branch-and-Bound utilizado neste trabalho mostrou-se mais eficiente para resolver problemas com menos do que 100 variáveis, ou que tenham uma certa monotonicidade na variação da função objetivo. Não obstante, ajustando-se as estratégias de ramificação é possível se desenvolver um algoritmo BB mais adaptado às especificidades de problemas de maior porte.

O Algoritmo Genético mostrou-se capaz de encontrar a solução ótima para o problema combinatório de alocação de chaves com grande eficiência, independente do número de variáveis envolvidas. O ajuste de parâmetros como o tamanho da população e as taxas de cruzamento e mutação ajudam a acelerar o processo de convergência.



CAPÍTULO 6

CONSIDERAÇÕES FINAIS

6.1 Conclusões

Este trabalho apresentou uma metodologia para a realização de estudos de planejamento da automação de sistemas de manobra em redes de distribuição de grande porte que permite quantificar os ganhos de energia fornecida que podem ser obtidos com tal automação.

A metodologia proposta aborda desde a aquisição de dados, passando pelo processamento e condicionamento das informações para possibilitar os cálculos necessários, até a formulação de um problema de otimização combinatória que deverá resultar na configuração de chaves que melhor atenda aos objetivos determinados.

A revisão dos sistemas de distribuição automatizados empregados em diferentes empresas de vários países serviu de base para a definição do problema de planejamento de um sistema para o caso brasileiro, onde a grande maioria das redes ainda não possui chaves de manobra automáticas, e existe uma forte pressão regulatória para reduzir os indicadores de continuidade de fornecimento.

Nenhum dos trabalhos verificados na literatura leva em consideração uma adequada representação dos indicadores de qualidade de fornecimento, conformidade e continuidade, de forma a atender a legislação brasileira. Para tanto, foi comprovado que é factível utilizar um modelo completo da rede de distribuição de forma eficiente. Sem reduzir os alimentadores a blocos de carga é possível averiguar a tensão de cada ponto de consumo durante manobras de transferência de carga, e garantir que a Resolução 505 da ANEEL seja atendida para um determinado fator de demanda do alimentador. Além disso, o cálculo da queda de tensão nos

pontos de consumo e do carregamento dos cabos, por meio do fluxo de potência, assegura a realização de manobras dentro dos limites de capacidade dos ativos da rede, e serve como pré-requisito para os pontos candidatos a receberem uma chave automática, o que limita o espaço de busca.

A avaliação das taxas de falha e tempos de reparo de cada equipamento na rede de distribuição também permite uma modelagem mais realista do problema, de modo que a posição escolhida para uma chave e seus efeitos nas simulações podem ser reproduzidos no alimentador real.

O uso da teoria de grafos, na forma da matriz de alcance, foi fundamental para montagem da Matriz Lógico-Estrutural, que permite o cálculo dos indicadores de continuidade em função do posicionamento de equipamentos de proteção e manobra em alimentadores de grande porte, inclusive considerando os diferentes conjuntos consumidores atendidos. Nesse sentido, a análise de dominância de Pareto é essencial para reduzir o espaço de busca e permitir uma boa eficiência dos métodos de programação inteira. Pois, com os indicadores DEC, FEC e ENS relativos a cada ponto candidato à automação em uma rede de distribuição com vários alimentadores, o problema pode conter facilmente mais de mil variáveis.

No tocante à metodologia de alocação de chaves de manobras automáticas, o sistema de comunicação deve ser considerado nas simulações para o cálculo dos indicadores de continuidade, já que o meio de comunicação pode impor restrições à distribuição espacial das chaves de manobra, e a indisponibilidade da UTR afeta diretamente esses indicadores. Tal como demonstrado nos quatro estudos de caso envolvendo diferentes características para o sistema de comunicação e confiabilidade nas manobras automáticas.

Para resolver esse problema de alocação foram verificados dois métodos distintos de programação inteira e busca combinatória. O Branch-and-Bound, com uma abordagem generalista, que necessita basicamente da montagem das matrizes de restrições, mas que garante encontrar a solução ótima, serviu para balizar a resposta de uma heurística de uso especial, o Algoritmo Genético. Este último exige um maior ajuste de parâmetros, e um conhecimento do problema para formulação da função de aptidão, no entanto, uma vez ajustado, permite encontrar a solução ótima com boa eficiência.

Para finalizar o trabalho, deve-se ressaltar que o alicerce de um estudo de planejamento são os dados. A falta de informação, valores errados, e até mesmo a desatualização, são fatores que afetam o resultado final dos estudos e podem levar à tomada de decisões equivocadas.

6.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

Elaborar um modelo de Monte Carlo para simulação de taxas de falha e tempos de reparo, com o objetivo de se determinar a margem de variação anual dos indicadores de continuidade estimados. Incluir nesse modelo as probabilidades de falha por hora, e simular o deslocamento das equipes de manutenção.

Levantar uma base de dados de falhas transitórias, a fim de permitir a verificação das diferentes possibilidades de coordenação entre as chaves de manobra automáticas e as chaves fusíveis, e a sua influência nos indicadores de continuidade.

Incorporar a esta metodologia as possibilidades de corte de carga emergencial, a alocação de bancos de capacitores, e os custos de interrupção por classe de consumo.

Estudar a criação de novos pontos de interligação entre alimentadores, já considerando o posicionamento de chaves de manobra automáticas.

APÊNDICE A

COMUNICAÇÕES PARA AUTOMAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO

Como é ilustrado na Figura 57, a comunicação de dados é o centro de um sistema de automação da distribuição. É uma peça fundamental, pois sem ela o sistema pode perder a coordenação e entrar em colapso (STRAUSS, 2003). O Centro de Operação da Distribuição (COD) precisa receber informações das Unidades Terminais Remotas (UTRs) e enviar comandos de volta para os equipamentos, assim como é conveniente que as UTRs sejam capazes de trocar dados entre si para agilizar o processo de recomposição de uma rede de distribuição sob falta, por exemplo. Aliás, este tipo de transferência de dados bidirecional não é uma exigência, aplicações como o monitoramento de grandezas e o controle de cargas ou capacitores podem ser realizadas através de um canal unidirecional, simplificando o sistema de comunicação.

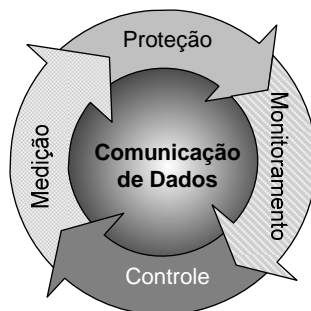


Figura 57. A comunicação é o núcleo de um sistema de automação da distribuição.

A comunicação de dados no contexto da automação de sistemas de potência consiste de dois tipos de dados, analógicos e digitais. Os dados analógicos representam as medições de grandezas, como corrente e tensão, e os dados digitais são estados, aberto ou fechado, por exemplo. No entanto, a transmissão destas informações não precisa ser feita necessariamente de acordo com a forma do dado adquirido, ou seja, dados analógicos podem ser transmitidos por um meio digital, e vice-versa. A transmissão digital é superior à analógica devido a sua flexibilidade de codificação, capacidade de informação e imunidade a ruídos. Quando a informação e o meio se misturam, como dados digitais transmitidos via ondas de rádio, é utilizado um equipamento chamado Modem para compatibilizar a comunicação.

A especificação de um sistema de automação exige definições para o meio de comunicação, a topologia ou esquemas de conexão que serão adotados, o protocolo, e o modo de aquisição dos dados. Esses requisitos se relacionam de várias maneiras para formar a configuração final do sistema, e podem influir significativamente no desempenho da

automação, nos custos, e até mesmo no espaço requerido para acomodar os equipamentos, principalmente as baias das subestações (HOSSENLOPP, 2003).

Como as concessionárias de energia elétrica geralmente implementam estes sistemas gradativamente, podem operar diferentes meios de comunicação e tecnologias simultaneamente. A seguir são apresentados os sistemas de transferência de dados que podem ser empregados na automação da distribuição.

A.1 Principais Meios de Comunicação

- **Fios ou cabos metálicos:** normalmente na forma de par-trançado, ligam os centros de controle com as UTRs permitindo comunicação ponto-a-ponto ou ponto-a-multiponto (*multidrop*). São uma opção cara e inflexível para serem aplicados em sistemas de distribuição de larga escala.
- **Rádio:** é o meio de comunicação mais usado pelas concessionárias que empregam automação da distribuição. Normalmente usa uma mesma frequência para transmissão de dados e voz, já que existem restrições para o uso de frequências. Contudo, para uma comunicação eficiente e confiável devem-se utilizar estruturas dedicadas para dados. Nos EUA, a banda de 928-952 MHz é reservada pelo FCCⁿ especificamente para comunicação de dados com fins de monitoramento e controle de sistemas de automação por meio do MAS (*Multiple Address System*), e no Brasil existe a faixa de 452 a 454 MHz reservada pela Anatel para fins de supervisão e controle. Os sistemas de rádio geralmente são de propriedade da concessionária, que pode operar diferentes frequências, licenciadas ou não, com diferentes configurações e velocidades de transmissão. As principais tecnologias são:
 - **UHF ponto-a-ponto:** opera na banda de 800-900 MHz e é extensivamente usado para comunicação bidirecional. Suporta 15 canais de voz e dados com velocidades de 4800 ou 9600 bps. Requer visada direta entre as duas antenas, que em terreno plano podem operar confiavelmente com até 30 km de distância.
 - **UHF MAS:** os sistemas de múltiplos endereços foram desenvolvidos para substituir as linhas telefônicas dedicadas em aplicações SCADA. Consiste em uma estação principal (*master*) que se comunica com diversos rádios remotos através de dois canais, um para cada direção. A antena principal é do tipo omnidirecional, enquanto as antenas das remotas são direcionais (Figura 58). Sistemas mais baratos podem empregar antenas convencionais, com uma pequena degradação de confiabilidade.

ⁿ *Federal Communications Commission*: agência federal norte-americana que regula as comunicações.

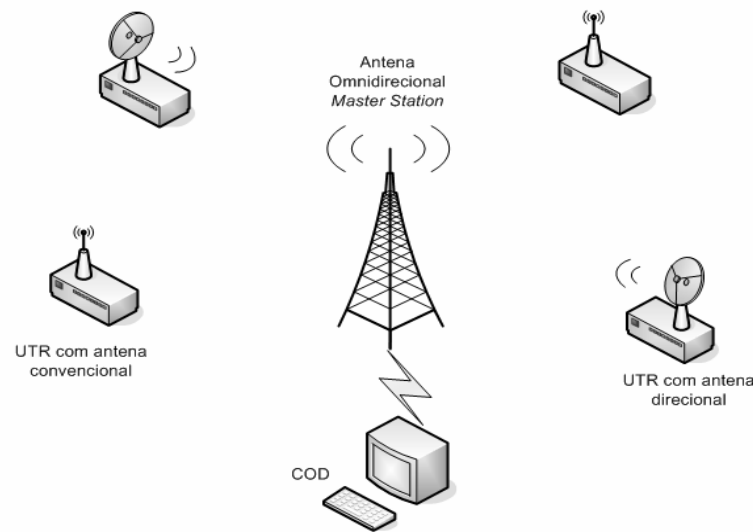


Figura 58. Sistema de rádio MAS.

- **VHF:** opera na faixa de 154 MHz com velocidades de até 1200 bauds^o, sendo mais indicado para o envio unidirecional de comandos. Existem equipamentos receptores para controle de carga com preços muito acessíveis.
- **Rádio Comercial (*broadcast*):** comandos unidirecionais podem ser enviados via uma subportadora de estações de rádio comercial com objetivos de controle de carga.
- **Rádio Truncado:** permite o compartilhamento de vários canais de comunicação sob poucas frequências. Uma estação central opera em uma frequência dedicada, chamada canal de controle, e gerencia as outras frequências disponíveis para permitir a comunicação entre as remotas.
- **Spread Spectrum:** transmissão de baixa potência por espalhamento da frequência principal sobre uma banda maior. Não necessita de licenciamento, mas requer um número maior de equipamentos para cobrir a mesma área que um sistema MAS.
- **Packet Radio:** é uma forma de transmissão de dados digitais que usa o chaveamento de pacotes entre nós de uma rede com múltiplos circuitos virtuais sob uma mesma frequência de rádio. O tempo de resposta não pode ser previsto porque a mensagem pode percorrer múltiplos caminhos para chegar ao seu destino.
- **Fibra Ótica:** é o meio de transmissão de dados de maior capacidade, mais veloz e confiável, além de ser imune a interferências eletromagnéticas. Também era tido como o sistema de comunicação mais caro. Todavia, nos dias de hoje, com a grande oferta de fabricantes e o amadurecimento dos processos de fabricação, a comunicação com fibra

^o Unidade de medida que indica o número de transições do sinal modulado por segundo. Cada transição pode carregar mais do que um bit de informação, sendo diferente da medida bps.

ótica pode ser mais barata do que com um sistema de rádio de 900 MHz, sem contar o baixo custo de manutenção e a possibilidade de aluguel da banda de dados. Uma pesquisa de 1990 conduzida pelo Conselho de Telecomunicações de Concessionárias dos EUA reportou que 66 das 99 empresas pesquisadas estavam mudando suas comunicações para fibra ótica (BEATY; HOSKE, 1992). Uma desvantagem deste sistema é o tempo de instalação, principalmente se for considerada a instalação subterrânea.

- **TV a Cabo:** o cabo coaxial usado para transmissão de TV por assinatura possui uma banda passante suficientemente grande para permitir a transmissão conjunta de dados. Uma vantagem é que estes cabos geralmente usam a estrutura dos postes de distribuição de energia elétrica.
- **Telefone:** linhas de telefone público, dedicado ou alugado foram um meio de comunicação muito comum no princípio dos sistemas de automação da distribuição. Hoje em dia já foram abandonados na maioria das concessionárias devido à baixa confiabilidade e performance. O uso da tecnologia ADSL sobre as linhas telefônicas não necessita da discagem e permite maior velocidade de transmissão de dados, o que aparentemente tornaria esse meio de comunicação atrativo, mas mesmo assim não foram encontrados relatos do emprego desta tecnologia em sistemas de automação.
- **Pager:** tecnologia anterior ao celular, onde uma central de rádio enviava um sinal para o receptor quando este precisava entrar em contato. Foi usado em algumas aplicações de telecontrole de equipamentos remotos da rede de distribuição.
- **Celular:** a rede de telefonia celular abrange hoje praticamente todos os centros urbanos do Brasil e a tecnologia continua evoluindo para permitir acesso em banda larga à internet. Somando a isso o fato de ser um equipamento barato, de implementação imediata, e que não necessita de outra estrutura por parte da concessionária para funcionar, torna-se atrativo para realizar a comunicação com as UTRs e permitir sistemas avançados de automação da distribuição. As principais tecnologias disponíveis para telefonia celular são:
 - **TDMA:** *Time Division Multiple Access*, opera na banda de 2 GHz permitindo o acesso ponto-multiponto (estrela) com 30160 canais, cada um com uma taxa de dados de 64kbps. No Brasil este sistema já está sendo substituído pelas tecnologias que permitem acesso em banda larga à internet, e gradualmente tende a desaparecer, não sendo recomendado para um sistema de automação.

- **CDMA:** *Code Division Multiple Access*, opera nas frequências de 800 MHz. Equipamentos do tipo 2,5G permitem transmissões de dados a até 144 kbps, já a nova tecnologia 3G acessa internet em banda larga com velocidades de 2,4 Mbps a 5,2 Mbps.
- **GSM:** *Global System Mobile*, é um padrão de comunicação que detém 87,5% do mercado mundial^P, e contém alguns itens que tornam a comunicação mais segura e evita a clonagem. Trabalha com três faixas típicas (850/1900/2100 MHz) com velocidade média de 384 kbps, sendo que os sistemas de terceira geração conseguem atingir picos de 7,2 Mbps.
- **SMS:** *Short Message Service*, serviço comum a todas as tecnologias que permite a transmissão de mensagens com até 160 caracteres alfa-numéricos, podendo ser usado para ações de monitoramento e controle de aplicações em que o tempo de resposta não é crítico.
- **Power Line Communication (PLC):** tecnologia de transmissão de dados via rede elétrica. Foi desenvolvida na década de 20, e foi muito usada na proteção de linhas de transmissão. Vários testes já foram feitos com o PLC para uso em sistemas de automação da distribuição, mas a tecnologia não oferecia uma comunicação bidirecional confiável e com velocidade suficiente para algumas aplicações, pois o estado da rede interfere na transmissão, principalmente as emendas dos cabos. A principal vantagem do PLC é que o meio de comunicação é a própria rede elétrica, que é controlada pela empresa concessionária e se estende a todos os pontos de interesse. Hoje existem novos equipamentos de modulação de sinal que permitem altas velocidades de transmissão, mas ainda não atingem distâncias maiores do que poucos quilômetros, sem o uso de estações repetidoras. Os principais tipos de modulação aplicados ao sinal de comunicação são:
 - *Ripple control* – sinais de baixa frequência injetados em alta tensão. É muito lento e adequado apenas para controle de carga unidirecional;
 - *Distribution line carrier* – sinais de alta frequência modulados pela amplitude em quadratura são injetados nos alimentadores, ou pode ser feita a modulação por mudança de fase, que modifica a forma de onda para variar o tempo de passagem pelo zero. Ambas as técnicas proporcionam comunicação bidirecional em alta velocidade entre a subestação e os equipamentos controlados.

^P Dados de abril de 2008, em http://www.gsacom.com/news/gsa_241.php4

A.2 Topologias de Comunicação

São três as principais topologias de comunicação: estrela, anel e barramento. Estas podem se referir à topologia física do sistema (cabearamento), ou à lógica de como flui a informação pela rede. Sendo que as topologias físicas e lógicas não precisam corresponder para o funcionamento de uma rede de comunicação, e geralmente combinações são usadas.

- **Estrela:** a configuração ilustrada na Figura 59 mostra como as múltiplas unidades remotas, ou nós, se conectam ao componente central chamado de Mestre (lógica) ou Hub (física). As principais vantagens são a facilidade de manutenção, devido à clareza do arranjo, e a adição de novas remotas ou remoção por falhas, pois não interferem no funcionamento da rede. Como desvantagens, tem a total dependência do nó mestre, que por isso geralmente é redundante, e a falta de suporte a comunicação direta entre as remotas, pois todo tráfego passa pelo mestre. Entretanto, a topologia em estrela é a única que permite o uso de diferentes meios de comunicação e/ou protocolos entre o Hub e as remotas. Assim, é possível se fazer a integração de diferentes tecnologias em um mesmo sistema de automação.

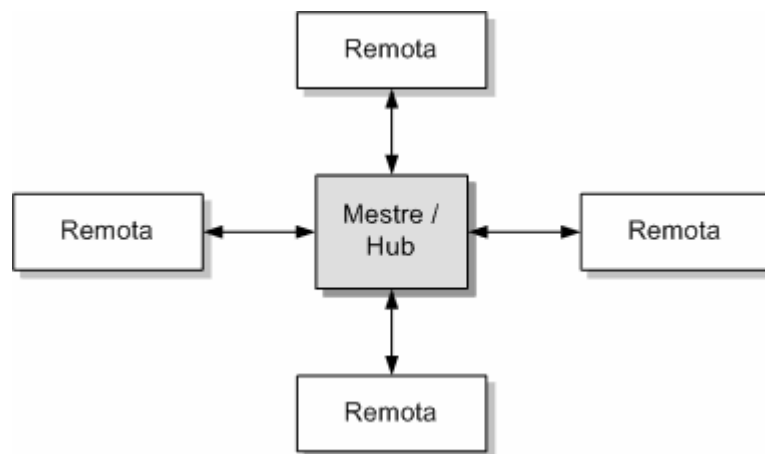


Figura 59. Topologia em estrela.

- **Anel:** na configuração em anel, conforme ilustrada na Figura 60, os pacotes de mensagens são transmitidos sequencialmente de uma remota para outra. A rede não necessita de um mestre, embora algumas técnicas de administração requeiram um. A comunicação é direta entre as remotas e cada uma funciona como um amplificador do sinal. No entanto, se uma remota falha toda rede pode falhar, a não ser que o conceito de anel duplo seja usado para permitir aos dados circularem em ambas as direções, assim a rede só é perdida com a saída de duas remotas. Por isso, a reconfiguração deste tipo de topologia é complexa.

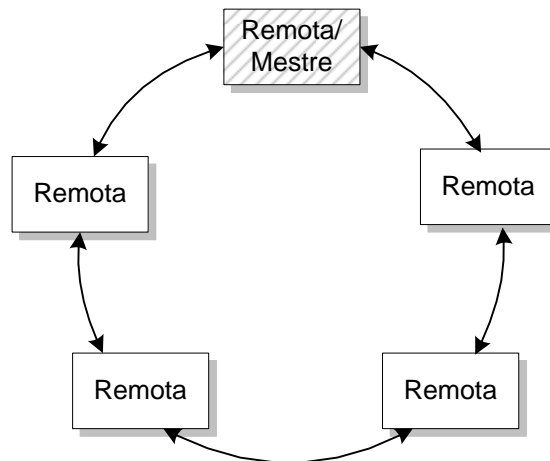


Figura 60. Topologia em anel.

- **Barramento:** o barramento significa o principal meio de comunicação em que cada remota é conectada, e pode ser redundante inclusive no tipo de sistema, rádio e cabo, por exemplo. Cada remota tem seu próprio endereço, e verifica o barramento por mensagens destinadas a ela. A informação trafega em ambas as direções e não precisa percorrer nenhum nó específico além do seu destino, permitindo comunicação direta entre todas as remotas. Assim como a topologia em anel, não precisa necessariamente de um nó mestre, mas é muito mais flexível quanto à entrada e saída de remotas. Um alto tráfego de dados no barramento pode comprometer a comunicação, evitando que remotas consigam enviar novas mensagens. A segurança também pode ser mais facilmente comprometida nesta topologia, já que toda informação circula pelo barramento.

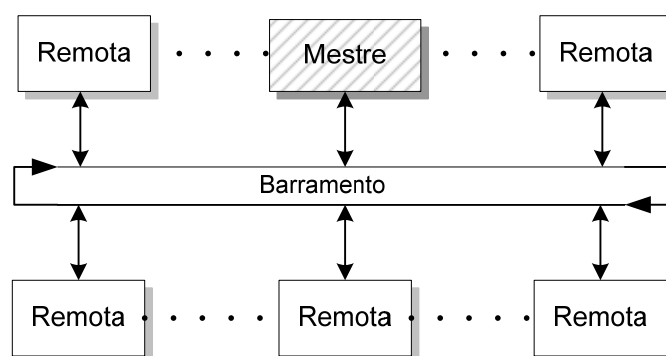


Figura 61. Topologia de barramento.

A.3 Protocolos de Comunicação

O protocolo de comunicação é a linguagem utilizada na transmissão de dados na forma digital, é também uma compilação de regras e definições que permite aos equipamentos trocarem dados e executarem comandos através de uma rede de comunicação. Os dados são codificados em bits (zeros e uns) e agrupados em uma sequência determinada em um bloco

(*frame*), que pode variar o tamanho em bytes. Anexados ao bloco de dados vão uma série de outros bits contendo informações adicionais como estampa de tempo, detecção de erro e bits de início e fim (Figura 62). Estas informações adicionais, a ordem do bloco de dados e o tipo de transmissão, serial ou paralela, definem um protocolo de comunicação.

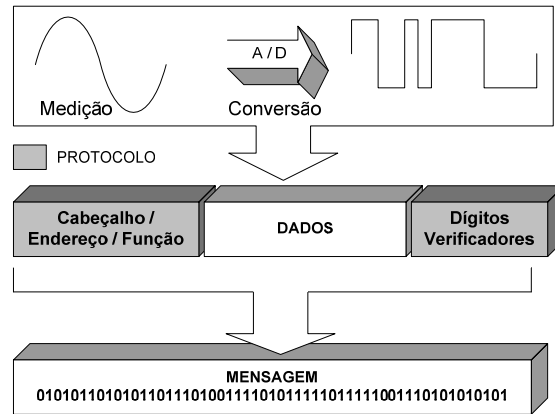


Figura 62. Processo de montagem de uma mensagem para transmissão digital.

Existem muitos protocolos de comunicação que podem ser usados em um sistema de automação da distribuição. Geralmente os fabricantes de equipamentos como UTRs detêm um protocolo próprio, isto é, desenvolvido para funcionar especificamente com outros equipamentos daquele fabricante. Isso torna o sistema de automação dependente, dificultando a inserção de equipamentos que não sejam do fabricante em questão. Pode-se evitar este tipo de restrição com a adoção de protocolos abertos, que geralmente são implementados por vários fabricantes diferentes e permitem uma certa integração. A seguir, a Tabela 32 apresenta os principais protocolos usados na automação da distribuição, seus fabricantes e a velocidade que podem alcançar.

Tabela 32. Principais protocolos usados na automação da distribuição.

Protocolo	Fabricante	Velocidade
MODBUS	Gould-Modicon	19.2 kbps
SPABUS	ABB	19.2 kbps
DNP 3.0	GE Harris	19.2 kbps
IEC 60870-5	Aberto	19.2 kbps
MODBUS+	Gould-Modicon	1 Mbps
LON	ABB	1.25 Mbps
MVB	ABB	1.5 Mbps
FIP	Merlin-Gerin	2.5 Mbps
UCA 2.0	GE	10 Mbps
PROFIBUS	Siemens	12 Mbps
Ethernet + TCP/IP	Aberto	> 10 Mbps
IEC61850	Aberto	> 10 Mbps

Equipamentos projetados para trabalhar especificamente com um protocolo não se comunicam de nenhuma outra forma, a não ser que haja outro equipamento fazendo a interface de protocolos, chamado de processador de comunicação (ACKERMAN, 2006).

Alguns protocolos que foram desenvolvidos para uso exclusivo do fabricante (proprietários) acabaram tendo o seu código aberto, permitindo que outros fabricantes o integrassem em seus equipamentos, como é o caso do DNP 3.0 e do MODBUS, que hoje são os protocolos mais comuns em funcionamento em projetos de automação da distribuição.

Além da limitação de velocidade, alguns protocolos não são adequados a certos tipos de sistemas de transmissão de dados. Por exemplo, o MODBUS não possui a flexibilidade necessária para funcionar através de sistemas sem fio, como rádio e telefonia celular. Um protocolo pode ter sua eficiência medida pelo tempo de envio de uma mensagem dividido pela percentagem de dados efetivos, excluindo as informações adicionais específicas do protocolo. Protocolos modernos tendem a ser menos eficientes do que os mais antigos, o que é suplantado por meios de comunicação mais velozes.

Assim, é importante observar que existe uma interdependência entre as características de eficiência e flexibilidade de certos protocolos e o meio de comunicação desejado ou disponível. Uma exceção a estas restrições é o protocolo IEC61850, desenvolvido para ser o padrão internacional de comunicação aplicada a sistemas de potência em todos os seus níveis. Este protocolo visa permitir a interoperabilidade entre equipamentos de diferentes fabricantes, funciona com diferentes filosofias de controle e topologias de rede, como centralizado ou distribuído, e foi planejado para seguir o progresso das tecnologias de comunicação. Sendo assim, é o protocolo mais adequado para a implantação em um sistema de automação da distribuição em desenvolvimento (SIQUEIRA; FONSECA, 2007).

A.4 Modos de Aquisição de Dados

Existem quatro tipos básicos de aquisição de dados pela central de controle das UTRs. Os protocolos podem usar uma ou mais destas técnicas, de acordo com o meio de comunicação disponível. Os tempos de resposta às requisições dependem da topologia da rede de comunicação e da velocidade de transferência de dados.

- **Polling:** a central de controle interroga o estado das UTRs com uma frequência definida.
- **Report-by-Exception:** a UTR só responde a interrogação da central quando sofre a alteração de alguma de suas variáveis de estado. Dados analógicos também podem ser reportados desta forma usando margens de desvio permitidas, como por exemplo, um desvio de 3% em relação à medida anterior.

- **Report-by-Contention:** a UTR tem a iniciativa de reportar a mudança de estado de suas variáveis.
- **Forced Scans:** requisição que pode ser feita a qualquer equipamento de campo para que este envie todos os dados monitorados. Realizada toda vez que o equipamento entra em serviço ou para verificar sua operação correta.

Tabela 33. Modos de aquisição e ciclos de tempo típicos para a obtenção de informações.

	Tipo de Informação	Modo de Aquisição	Ciclo de Tempo
Subestação	Dados de estado	Report-by-exception	2 s
	Dados analógicos	Polling	10 s
	Dados de distúrbios	Scan	15 min
	Controle supervisão	Scan	3 s
Alimentadores	Dados de estado	Report-by-Contention	20 s
	Dados analógicos	Report-by-Contention	3 min
	Controle supervisão (religadores)	Scan	30 s
	Controle supervisão (capacitores)	Scan	3 min

APÊNDICE B

ESCOLHA DOS PARÂMETROS DO AG

Para determinar os parâmetros mais adequados para o Algoritmo Genético, com o objetivo de comparar o tempo de execução com o do algoritmo Branch-and-Bound, foram realizadas dez otimizações do problema do Caso Base com os seguintes parâmetros:

- tamanho da população = 70;
- indivíduos de elite = 2;
- função de seleção = Estocástica, Roleta Ponderada e Torneio;
- fração de cruzamento = 0,7;
- limite de gerações = 600;
- limite de fitness = $1,113371 \cdot 10^9$.

No processo de seleção por Torneio deve-se especificar o número de indivíduos participantes. O algoritmo então verifica a aptidão (*fitness*) de cada um, e seleciona o melhor para realizar o cruzamento. Foram testadas otimizações com Torneio entre 4, 6 e 8 participantes. Com os dois primeiros valores foram obtidas apenas 5 convergências em 10 tentativas, limitadas a 600 gerações. Já com oito participantes obteve-se 8 convergências em 10 tentativas, porém o tempo por iteração aumentou significativamente em relação aos torneios com menos indivíduos. Os valores da Tabela 35 apresentam os resultados de 10 tentativas de otimização com cada uma das três funções de seleção, sendo o Torneio realizado com 8 indivíduos. A Tabela 34 resume esses resultados.

Tabela 34. Resumo dos resultados para as funções de seleção.

Função de Seleção	Tempo	Gerações	Avaliações	Função Objetivo
Estocástica	5,08	269	18928	1113370113,5
Roleta	7,13	381	26789	1113370285,0
Torneio	27,80	409	28735	1113379961,7

Ao comparar os resultados da Tabela 35 pode-se perceber que a seleção Estocástica foi a que apresentou o menor tempo médio, consequência do menor número de avaliações necessárias até a convergência, que aconteceu em todos os casos. A seleção por Roleta Ponderada falhou em encontrar a solução ótima em menos de 600 gerações em uma das dez tentativas. Sendo assim, definiu-se a seleção Estocástica como parâmetro padrão.

Tabela 35. Resultados para função de seleção Estocástica.

Função de Seleção	Tempo	Gerações	Avaliações	Função Objetivo
Estocástica	9,19	494	34650	1113370113,5
	3,71	191	13440	1113370113,5
	3,57	189	13300	1113370113,5
	4,84	261	18340	1113370113,5
	4,37	235	16520	1113370113,5
	2,33	115	8120	1113370113,5
	5,54	293	20580	1113370113,5
	6,40	343	24080	1113370113,5
	6,67	355	24920	1113370113,5
	4,16	218	15330	1113370113,5
Roleta Ponderada	9,39	503	35280	1113370113,5
	6,30	337	23660	1113370113,5
	11,02	600	42070	1113371828,4
	3,92	204	14350	1113370113,5
	9,18	488	34230	1113370113,5
	6,53	343	24080	1113370113,5
	2,30	118	8330	1113370113,5
	10,04	553	38780	1113370113,5
	7,92	427	29960	1113370113,5
	4,69	244	17150	1113370113,5
Torneio com 8 indivíduos	15,18	225	15820	1113370113,5
	16,97	252	17710	1113370113,5
	34,96	517	36260	1113370113,5
	6,23	103	7280	1113370113,5
	38,86	568	39830	1113370113,5
	10,82	168	11830	1113370113,5
	41,46	600	42070	1113443947,4
	33,13	487	34160	1113370113,5
	40,77	600	42070	1113394761,4
	39,59	575	40320	1113370113,5

O próximo parâmetro a ser testado foi o tamanho da população. O esforço computacional é proporcional a esse número, assim como a probabilidade de convergência, pois quanto mais indivíduos são avaliados ao mesmo tempo, maior a chance de se encontrar o ótimo. Os resultados de dez tentativas para cada tamanho de população estão na Tabela 36, na página seguinte. Como o tempo de execução aumenta com o aumento da população, nas otimizações feitas para montar essa tabela, em vez de usar um limite de gerações, foi determinado um limite de tempo igual a 6 segundos.

Tabela 36. Resultados para diferentes tamanhos de população.

População	Tempo	Gerações	Avaliações	Função Objetivo
70	6,25	354	24850	1113374054,6
	4,00	223	15680	1113370113,5
	6,25	355	24920	1113373080,2
	6,21	352	24710	1113413021,5
	4,18	233	16380	1113370113,5
	6,23	350	24570	1113374966,3
	4,13	232	16310	1113370113,5
	6,27	353	24780	1113372086,5
	4,44	248	17430	1113370113,5
60	6,19	354	24850	1113440537,1
	3,75	243	14640	1113370113,5
	5,76	379	22800	1113370113,5
	3,74	241	14520	1113370113,5
	4,23	277	16680	1113370113,5
	3,99	257	15480	1113370113,5
	4,28	279	16800	1113370113,5
	6,04	401	24120	1113370113,5
	4,16	271	16320	1113370113,5
50	3,36	217	13080	1113370113,5
	2,86	182	10980	1113370113,5
	4,93	385	19300	1113370113,5
	3,39	264	13250	1113370113,5
	3,30	257	12900	1113370113,5
	5,31	419	21000	1113370113,5
	3,32	256	12850	1113370113,5
	3,59	280	14050	1113370113,5
	3,87	302	15150	1113370113,5
40	4,12	325	16300	1113370113,5
	3,57	277	13900	1113370113,5
	4,03	318	15950	1113370113,5
	2,55	231	9280	1113370113,5
	4,55	423	16960	1113370113,5
	5,05	478	19160	1113370113,5
	1,93	177	7120	1113370113,5
	6,38	600	24040	1113421098,3
	5,53	521	20880	1113370113,5
30	2,99	279	11200	1113370113,5
	5,22	488	19560	1113370113,5
	6,43	600	24040	1113378663,4
	4,94	461	18480	1113370113,5
	3,28	393	11820	1113370113,5
	6,39	759	22800	1113370113,5
	4,64	559	16800	1113370113,5
	6,50	780	23430	1113432288,3
	4,60	545	16380	1113370113,5
30	6,34	752	22590	1113430226,7
	6,42	782	23490	1113372086,5
	3,51	430	12930	1113370113,5
	4,56	561	16860	1113370113,5
	4,50	563	16920	1113370113,5

As populações com 50 e 60 indivíduos conseguiram atingir o ponto ótimo dentro do limite de 6 segundos em todas as dez tentativas. Contudo, a primeira atingiu o objetivo em um tempo um pouco menor, como mostra o resumo da Tabela 37.

Tabela 37. Resumo dos resultados para diferentes tamanhos de população.

População	Média do Tempo	Média de Gerações	Média de Avaliações	Média da Função Objetivo
70	5,41	305	21448	1113382820
60	4,21	274	16542	1113370113
50	3,94	308	15465	1113370113
40	4,55	425	17072	1113376067
30	5,07	612	18402	1113382540

Na Figura 63 pode-se verificar que o melhor indivíduo evolui rapidamente por 40 gerações, e depois fica praticamente estagnado até encontrar o ponto ótimo, na geração 277. A solução candidata antes do ótimo já não viola as restrições para os indicadores de qualidade dos conjuntos, todavia, tem uma diferença de 42.908 kWh/ano na ENS do sistema. Verificando a alocação das chaves, descobriu-se que a diferença está entre dois alimentadores, como destacado na Tabela 38.

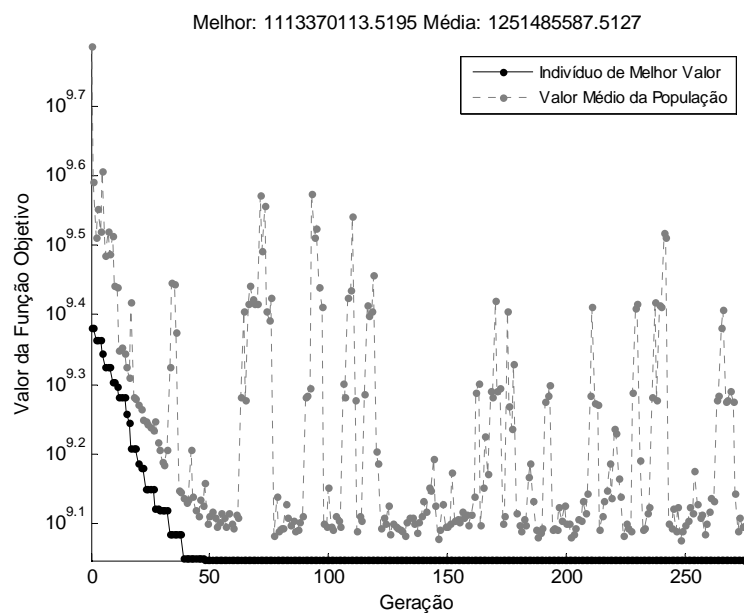
**Figura 63.** Evolução da população com 50 indivíduos.

Tabela 38. Diferença de alocação para solução estagnada e ótima.

Após 48 gerações	Ótimo (geração 277)
CQS05 = 41	CQS05 = 41
INE03 = 63	INE03 = 63
INE08 = 160	INE08 = 160
ISL04 = 513	ISL04 = 513
PLA06 = 35	PLA06 = 35
RCO01 = 19	RCO01 = 19
RCO03 = 277	RCO03 = 277
RCO07 = 33	RCO06 = 327
RCO10 = 40	RCO10 = 40
TDE02 = 21	TDE02 = 21
TJS03 = 52	TJS03 = 52

Outro parâmetro que foi avaliado foi a fração de cruzamento. No AG modelado, esse número determina quantos indivíduos da nova geração serão resultantes de cruzamento. Por exemplo, em uma população de 100 indivíduos, uma fração de cruzamento de 0,7 resultaria em 70 descendentes de cruzamento, e os 30 restantes são gerados por mutação.

A Tabela 40 apresenta uma série de otimizações com diferentes frações de cruzamento, variando entre 0,5 e 0,9. A fração de 0,7 não consta nessa tabela porque já foi usada na Tabela 36, no entanto, o resultado médio está replicado na Tabela 39.

Neste algoritmo, uma baixa fração de cruzamento implica em alta quantidade de mutações e, portanto, maior diversidade de soluções. Contudo, essa maior diversidade pode dificultar o encontro do ponto ótimo em um curto prazo. Aumentar muito o cruzamento também não é uma boa abordagem, pois assim se limita a variabilidade genética dos indivíduos, o que restringe o espaço de busca.

Tabela 39. Resumo dos resultados para diferentes frações de cruzamento.

Fração de Cruzamento	Média do Tempo	Média de Gerações	Média de Avaliações	Média da Função Objetivo
0,9	5,55	541,7	27135	1113394935
0,8	4,61	376,5	18875	1113385675
0,7	3,94	308	15465	1113370114
0,6	6,20	394,5	19775	1113370507
0,5	7,98	451	22625	1113372267

Tabela 40. Resultados para diferentes frações de cruzamento.

Fração de Cruzamento	Tempo	Gerações	Avaliações	Função Objetivo
0,9	6,29	600	30050	1113374862,1
	6,28	600	30050	1113374054,6
	6,09	581	29100	1113370113,5
	6,01	600	30050	1113421098,3
	5,93	600	30050	1113417440,5
	5,98	600	30050	1113417440,5
	3,67	370	18550	1113370113,5
	2,78	266	13350	1113370113,5
	6,18	600	30050	1113413021,5
0,8	6,32	600	30050	1113421098,3
	2,51	199	10000	1113370113,5
	4,72	387	19400	1113370113,5
	2,12	163	8200	1113370113,5
	7,31	600	30050	1113421098,3
	7,35	600	30050	1113431034,1
	5,24	429	21500	1113370113,5
	4,22	342	17150	1113370113,5
	2,11	163	8200	1113370113,5
0,6	3,49	282	14150	1113370113,5
	7,05	600	30050	1113413829,0
	4,12	262	13150	1113370113,5
	8,89	582	29150	1113370113,5
	7,58	493	24700	1113370113,5
	4,81	302	15150	1113370113,5
	6,97	445	22300	1113370113,5
	1,94	115	5800	1113370113,5
	4,90	305	15300	1113370113,5
0,5	9,48	600	30050	1113374054,6
	9,38	597	29900	1113370113,5
	3,92	244	12250	1113370113,5
	10,67	600	30050	1113374054,6
	10,70	600	30050	1113375885,5
	5,77	327	16400	1113370113,5
	4,62	255	12800	1113370113,5
	5,30	291	14600	1113370113,5
	10,39	600	30050	1113374054,6
0,7	7,13	427	21400	1113370113,5
	10,56	600	30050	1113374054,6
	3,88	215	10800	1113370113,5
	10,73	600	30050	1113374054,6

Como pode ser visto na tabela acima, a fração de cruzamento de 0,7 foi a que obteve os melhores resultados, tanto em tempo de execução, quanto em qualidade das soluções obtidas. Pode-se dizer que esse número produz um meio termo entre indivíduos gerados por cruzamento e mutação, permitindo um aprofundamento em boas regiões do espaço de busca sem se concentrar demais. A Figura 64, na página seguinte, ilustra dois casos extremos de fração de cruzamento. No gráfico da esquerda esse parâmetro é igual a 0,5 e no da direita igual a 0,9.

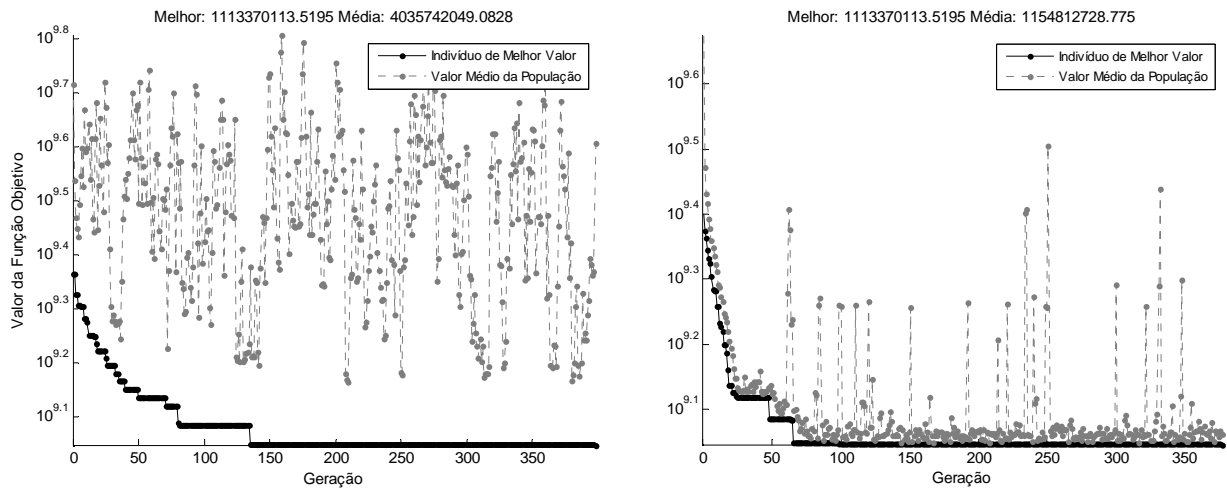


Figura 64. Evolução de populações com fração de cruzamento 0,5 (e) e 0,9 (d).

Pode-se verificar pelos gráficos da Figura 64 que quanto menor a fração de cruzamento, maior o afastamento do indivíduo de melhor valor para o valor médio da população, bem como uma maior variação desta média. Já uma fração de cruzamento maior acarreta em uma evolução mais rápida do melhor indivíduo, chegando bem próximo do valor ótimo em torno de 60 gerações para o parâmetro igual a 0,9. Contudo, em ambos os casos se passaram quase 400 gerações para atingir o ótimo global, sendo que o indivíduo de melhor valor não progrediu por aproximadamente 300 gerações. No gráfico da esquerda, a população é variada demais, perdendo a capacidade de intensificar a busca nas regiões mais relevantes do espaço amostral. No gráfico da direita, a busca é muito concentrada, a população tem uma baixa diversidade genética, o que facilita a prisão em soluções ótimas locais.

Com os estudos realizados foi comprovada uma maior eficiência na resolução do problema de alocação mínima de chaves automáticas em um sistema com 36 alimentadores e 166 pontos candidatos para os seguintes parâmetros do Algoritmo Genético:

- Tamanho da população = 50;
- Função de seleção = Estocástica;
- Fração de cruzamento = 0,7.

Esses parâmetros serão utilizados em todas as simulações do Capítulo 5.

Outro teste realizado foi a mudança da função de avaliação da aptidão. Primeiramente essa função comparava apenas os indicadores de qualidade com as metas de redução desejadas, sendo o número de chaves multiplicado por uma constante e minimizado em conjunto com o valor da ENS. A mudança foi feita com a retirada do valor das chaves da função objetivo, que passou a ser uma restrição. Com isso, o número de chaves a ser alcançado deve ser determinado *a priori*, e o desvio desse valor penaliza a função objetivo. A

Figura 65 exemplifica a diferença no comportamento dos valores do melhor indivíduo e da média da população para as diferentes funções de aptidão. O gráfico da esquerda mostra uma minimização conjunta da ENS e do número de chaves, no da direita, apenas a ENS é minimizada, enquanto o número de chaves é uma restrição.

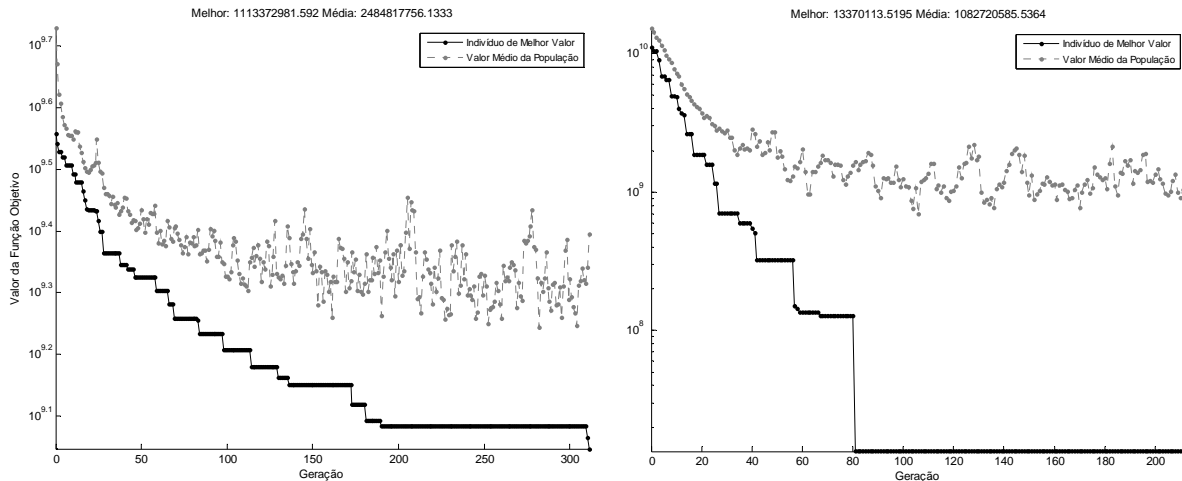


Figura 65. Evolução da população sem (e) e com (d) restrição para o número de chaves.

Na minimização conjunta, o valor do melhor indivíduo evolui gradativamente, pois a penalização devido ao desvio das metas de qualidade é pequena. Já quando se usa o número de chaves como restrição, o valor do melhor indivíduo se desenvolve em grandes degraus, pois é preciso impor uma penalidade grande ao desvio dessa restrição para que o AG selecione indivíduos com o número de chaves adequado. A Tabela 41 tem os resultados de dez otimizações com a restrição do número de chaves igual a 11. Note que em todas as tentativas, com o limite de 600 gerações, o ponto ótimo foi atingido. O tempo médio foi maior do que o da minimização conjunta devido à verificação da nova restrição.

Tabela 41. Resultados de otimização com restrição para o número de chaves.

Tempo	Gerações	Avaliações	Função Objetivo
7,82	600	30050	13370113,5
7,35	562	28150	13370113,5
2,28	166	8350	13370113,5
5,75	433	21700	13370113,5
6,38	480	24050	13370113,5
4,48	332	16650	13370113,5
5,95	446	22350	13370113,5
6,10	464	23250	13370113,5
3,63	268	13450	13370113,5
5,59	418	20950	13370113,5
5,53	416,9	20895	13370113,5

Por fim, para verificar a capacidade do Algoritmo Genético de resolver problemas de grande porte, foram feitas uma série de otimizações do problema de alocação de chaves sem a redução do espaço de busca por análise de dominância dos Pontos Candidatos (PCs). Dessa forma, em vez dos 166 pontos candidatos a alocação, tem-se 1062.

Como o espaço amostral é muito maior, foi realizada a mesma análise dos parâmetros do AG feita para o caso de 166 PCs. A função de seleção continuou sendo a que apresentou maior eficiência, assim como a fração de cruzamento de 0,7. Já o tamanho da população que se mostrou mais adequado foi igual a 60, como é destacado na Tabela 42 e pode ser visto na Figura 66. Os resultados de dez otimizações para populações entre 50 e 90 indivíduos está na Tabela 43, em que um limite de tempo de 60 segundos foi determinado.

Tabela 42. Resumo dos resultados de diferentes tamanhos de população para 1062 PCs.

População	Média do Tempo	Média de Gerações	Média de Avaliações	Média da Função objetivo
50	52,75	3180	159070	1129224252
60	46,29	2263	135876	1116304221
70	56,51	2287	160195	1116325534
80	55,15	1975	158088	1116322135
90	52,69	1680	151362	1122143800

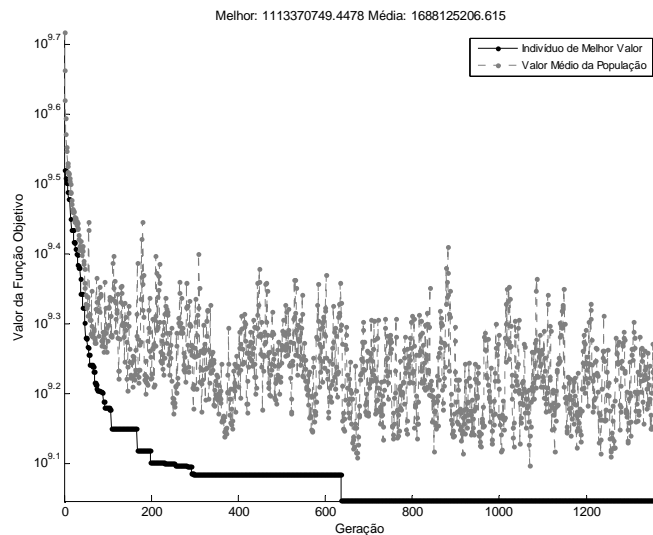


Figura 66. Evolução de uma população de 60 indivíduos para o caso de 1062 PCs

Tabela 43. Resultados com 1062 PCs variando o tamanho da população.

População	Tempo	Gerações	Avaliações	Função Objetivo
50	62,34	3706	185350	1113413021,5
	61,97	3746	187350	1113413021,5
	16,91	1017	50900	1113370113,5
	61,96	3743	187200	1142560001,0
	61,87	3744	187250	1142581147,3
	61,92	3736	186850	1113421098,2
	61,96	3747	187400	1113434154,3
	62,08	3745	187300	1113413021,5
	61,77	3732	186650	1213266826,0
14,74	888	44450	1113370113,5	
60	61,90	3037	182280	1142560001,0
	61,96	3034	182100	1113421098,2
	23,90	1159	69600	1113370258,3
	42,67	2067	124080	1113370113,5
	15,61	760	45660	1113370113,5
	52,90	2588	155340	1113370113,5
	37,02	1818	109140	1113370113,5
	61,80	3025	181560	1113413021,5
	61,86	3034	182100	1113426976,9
43,17	2114	126900	1113370113,5	
70	61,87	2509	175700	1113413335,7
	61,87	2506	175490	1113426771,5
	61,95	2507	175560	1113426771,5
	38,92	1571	110040	1113370113,5
	61,86	2504	175350	1113421098,2
	61,91	2505	175420	1113427185,5
	61,88	2506	175490	1142560001,0
	31,13	1259	88200	1113370113,5
	61,94	2503	175280	1113426771,5
61,79	2505	175420	1113413021,5	
80	61,83	2216	177360	1113413166,3
	28,01	999	80000	1113370113,5
	61,89	2220	177680	1113421098,2
	61,86	2215	177280	1113426771,5
	61,82	2215	177280	1142524675,5
	28,45	1017	81440	1113370113,5
	61,91	2216	177360	1113426976,9
	61,97	2221	177760	1113426771,5
	61,90	2219	177600	1113413021,5
61,90	2213	177120	1113428644,9	
90	61,99	1981	178380	1113417440,4
	61,80	1977	178020	1142581147,3
	61,83	1974	177750	1142524675,5
	51,00	1625	146340	1113370113,5
	61,83	1973	177660	1142560001,0
	61,83	1972	177570	1113413166,3
	42,45	1352	121770	1113370113,5
	18,95	600	54090	1113370572,5
	61,85	1978	178110	1113460065,1
43,42	1376	123930	1113370113,5	

É notável o maior esforço computacional para resolver esse caso, entretanto foi possível se atingir o ótimo global em várias tentativas em menos de 60 segundos. A resolução deste mesmo problema pelo algoritmo Branch-and-Bound levou em média 6 minutos.

APÊNDICE C

FATORES DE DEMANDA E POTÊNCIA DOS ALIMENTADORES

A Tabela 44, abaixo, apresenta os Fatores de Demanda (FD) e de Potência (FP) aplicados aos alimentadores (AL) para as simulações do Capítulo 5.

Tabela 44. Fatores de Demanda e Potência dos alimentadores.

AL	FD	FP
CQS01	0,52	0,93
CQS02	0,40	0,90
CQS03	0,40	0,93
CQS05	0,59	0,93
CQS12	0,32	0,96
ICO02	0,47	0,92
ICO03	0,37	0,91
ICO05	0,32	0,93
ICO07	0,32	1,00
ICO08	0,39	0,93
ICO09	0,37	0,94
ICO10	0,36	0,97
INE02	0,60	0,95
INE03	0,41	0,93
INE06	0,77	0,90
INE08	0,60	1,00
INE09	0,52	0,92
ISL04	0,53	0,92
PLA04	0,53	0,92
PLA05	0,78	0,89
PLA06	0,43	0,85
PLA09	0,50	0,91
RCO01	0,42	0,95
RCO03	0,50	0,91
RCO05	0,55	0,90
RCO06	0,50	0,97
RCO07	0,61	0,90
RCO09	0,20	0,92
RCO10	0,45	0,89
TDE01	0,40	0,95
TDE02	0,56	0,91
TDE05	0,42	0,91
TDE07	0,40	0,90
TDE08	0,38	0,88
TJS03	0,44	0,93
TJS05	0,52	0,96

ANEXO I

CÁLCULO DA MULTA POR ULTRAPASSAR A META

A seguir é descrita a fórmula paramétrica utilizada pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade – SFE, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, no processo de aplicação de penalidade das empresas distribuidoras de energia elétrica que transgrediram as metas dos indicadores de continuidade DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora).

Tal fórmula contempla os aspectos da abrangência e gravidade das violações, além daqueles previstos na Resolução ANEEL nº 318/98, agora na Resolução Normativa nº 63/2004. A expressão para o cálculo do valor financeiro da multa é:

$$Multa = \sum_{i=1}^n \left(\frac{IND_{v(i)}}{IND_{p(i)}} - 1 \right) * DEC_{p(i)} * \left(\frac{N^{\circ} Cons. Conj(i)}{N^{\circ} Cons. Empresa} \right) * \left(\frac{Fat. Empresa}{8760} \right) * k1 * k2 * k3$$

Em que:

- *Multa*: valor da penalidade em Reais;
- *n*: total de conjuntos da empresa que transgrediu o indicador de continuidade DEC ou FEC;
- *IND_{v(i)}*: valor do indicador - DEC ou FEC- do conjunto (*i*) verificado no período de observação;
- *IND_{p(i)}*: valor do indicador padrão correspondente do conjunto (*i*) no período de observação;
- *DEC_{p(i)}*: DEC padrão do conjunto (*i*) no período;
- *N^o Cons. Conj(i)*: número médio de unidades consumidoras do conjunto (*i*) no período;
- *N^o Cons. Empresa*: número médio de unidades consumidoras da Empresa no período;
- *Fat. Empresa*: faturamento líquido anual da empresa;
- 8760: número de horas do ano;
- *k1*: coeficiente de majoração, que varia de 5 a 50, e cujo valor foi fixado em “5” no presente ano, poderá ser alternado pela fiscalização da ANEEL, a qualquer tempo.
- *k2*: coeficiente de reincidência de violação do indicador do conjunto (conforme art. 16, da Resolução Normativa nº 063/2004, *k2* = 1 ou 1,5);
- *k3*: coeficiente de existência de sanção anterior nos últimos quatro anos (conforme art. 15, da Resolução Normativa nº 063/2004; considerada a aplicação do adicional de 2% para cada sanção).

Para efeito de multa à empresa, é considerado apenas o indicador com maior desvio em relação à meta. De 1998, ano em que a ANEEL iniciou suas atividades, até o ano de 2003, os indicadores DEC e FEC apresentaram diminuição de 31,6% e 34,8%, respectivamente (BARBOSA et al., 2006).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABAIDE, A. R. **Desenvolvimento de Métodos e Algoritmos para Avaliação e Otimização da Confiabilidade em Redes de Distribuição**. (Tese de Doutorado). DESP, UFSM, Santa Maria - RS. 2005. 260 p.

ABDELAZIZ, A. R.; EL-HABACHI, A. Hierarchical Genetic Algorithm-Based Switching Device Placement in Distribution Systems. In: **IEEE MELECON**, 2002, Cairo - Egypt, p.585-589.

ACKERMAN, W. J. **Fundamentals of Automation Systems & Current Trends in Substation Automation**. Escola de Engenharia da Universidade Mackenzie: IEEE Seção Sul Brasil – Capítulo de Potência de São Paulo, 2006. v.1. 239 p.

ADAMSON, C. B.; SHELLEY, W.; CORBELL, W. SCE Makes Headway with Substation Automation. **Transmission and Distribution World**, v.56, n.5, p.30-39. 2004.

ANTILA, E.; HEINE, P.; LEHTONEN, M. Economic Analysis of Implementing Novel Power Distribution Automation. In: **CIGRE/IEEE PES Int. Symposium on Quality and Security of Electric Power Delivery Systems**, 2003, Montréal - Canada, p.121-126.

APOSTOLOV, A.; TURNER, S.; TOPHAM, G. Auto-Reclose and Local System Restoration. **ELECTRA-Cigré**, 219, p.41-45, 2005.

ARANHA NETO, E. A. C. **Alocação de Chaves Automatizadas em Redes de Distribuição Utilizando Múltiplos Critérios**. (Dissertação de Mestrado). PGEEL, UFSC, Florianópolis - SC. 2006. 110 p.

ATWELL, E.; GAMVRELIS, T.; KEARNS, D.; LANDMAN, R. Automated Distribution Scheme Speeds Service Restoration. **IEEE Computer Applications in Power**, v.9, n.1, p.33-37. 1996.

AUGUGLIARO, A.; DUSONCHET, L.; SANSEVERINO, E. R. Evolving Non-Dominated Solutions in Multiobjective Service Restoration for Automated Distribution Networks. **Electric Power Systems Research**, v.59, n.3, p.185-195. 2001.

AULT, G. W.; FOOTE, C. E. T.; MCDONALD, J. R. UK Research Activities on Advanced Distribution Automation. In: **IEEE Power Engineering Society General Meeting**, 2005, San Francisco - USA, p.2616-2619.

BARBOSA, A. D. S.; CARVALHO, P. L. D.; LOPES, P. H. S. Procedimento para Aplicação de Penalidade por Violação dos Padrões dos Indicadores de Continuidade DEC e FEC. In: **III CITENEL - Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica**, 2006, Florianópolis - SC, p.5.

BARGIGIA, A.; CERRETTI, A.; DI LEMBO, G.; ROGAI, S. Telecomando e Automação de Redes: Estratégias e Resultados. **Eletricidade Moderna**, 359, p.102, 2004.

BAYLISS, C. R. **Transmission and Distribution: Electrical Engineering**. 2nd. Oxford: Newnes, 1999. xxiii, 978 p.

BEATY, W.; HOSKE, M. Utilities Focus on Integrating DA/DSM Technologies. **Electric Light and Power**, March, 1992.

BERNAL, M. M.; ENRIQUEZ, C. C. Ubicación Óptima de Llaves Telecomandadas del Scada en un Sistema Eléctrico de Distribución. In: **XII ERIAC - Encuentro Regional Ibero-Americano del CIGRÉ**, 2007, Foz do Iguaçu - PR, p.C4.02.

BERNARDON, D. P.; VEIGA, F. D.; MURARO, T. R. Estudos de Paralelismo nas Redes de Distribuição Atendidas por Subestações de Diferentes Fontes. In: **VII CBQEE - Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica**, 2007, Santos - SP, p.S14-29570.

BIENSTOCK, D.; NEMHAUSER, G. L. **Integer Programming and Combinatorial Optimization: 10th International IPCO Conference**. Berlin ; New York: Springer-Verlag, 2004. xi, 443 p. (Lecture Notes in Computer Science)

BIN, L.; SHIYAN, K.; JIYAN, Z.; XIONGYING, D.; XIANG, Z. Optimal Feeder Switches Location Scheme for High Reliability and Least Costs in Distribution System. In: **Proceedings of the 6th World Congress on Intelligent Control and Automation**, 2006, Dalian - China, v.2, p.7419-7423.

BORGES, C. L. T.; JR, Z. S. M.; FALCÃO, D. M. Influência da Alocação Ótima de Dispositivos de Proteção e de Geração Distribuída na Confiabilidade do Sistema. In: **SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, 2003, Uberlândia - MG, p.Grupo IV: GAT-25.

BROADWATER, R. P.; SHAALAN, H. E.; OKA, A.; LEE, R. E. Distribution System Reliability and Restoration Analysis. **Electric Power Systems Research**, v.29, n.3, p.203-211. 1994.

CACERES, D.; CÉSPEDES, R.; ROBLEDO, F. J. Design of Mexico's Luz y Fuerza Distribution Automation System. In: **Proc. of the 16th CIRED**, 2001, Amsterdam - Netherlands, v.482, p.3.34.

CAMARGO, D. B. D.; SOARES, A. B. J.; FILHO, E. R.; PERSON, M. C.; SATO, F.; FILHO, J. P. Estudo dos Impactos de Transitórios de Tensão e Corrente Resultantes da Manobra de Paralelismo de Transformadores. In: **XVII SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica**, 2006, Belo Horizonte - MG, p.OPC0325.

CARNEIRO, M. S.; DELGADO, A. C.; PINHEIRO, H. B.; PINHEIRO, D. B.; SILVEIRA, P. D. Estudo da Viabilidade de um Sistema de Automação de Medição de Energia Elétrica via Cabos – SAMEEC. In: **III CITENEL - Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica**, 2005, Florianópolis - SC, p.71.

CARVALHO, P. M. S.; FERREIRA, L. A. F. M.; da SILVA, A. J. C. A Decomposition Approach to Optimal Remote Controlled Switch Allocation in Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.20, n.2, p.1031-1036. 2005.

CELLI, G.; PILO, F. Optimal Sectionalizing Switches Allocation in Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.14, n.3, p.1167-1172. 1999.

CHAO-SHUN, C.; CHIA-HUNG, L.; HUI-JEN, C.; CHUNG-SHENG, L.; MING-YANG, H.; CHIA-WEN, H. Optimal Placement of Line Switches for Distribution Automation Systems Using Immune Algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.21, n.3, p.1209-1217. 2006.

CHENG, F. Y.; LI, D. Genetic Algorithm Development for Multiobjective Optimization of Structures. **AIAA Journal**, v.36, n.6. 1998.

CHRISTOFIDES, N. **Graph Theory: An Algorithmic Approach**. New York: Academic Press, 1975. 400 p.

CLAUSEN, J. **Branch and Bound Algorithms - Principles and Examples**. Department of Computer Science, University of Copenhagen, Denmark. 1999.

COELHO, J.; ISSICABA, D. Sistema Cognitivo para a Avaliação da Importância Técnica e Estratégica das Subestações de uma Concessionária de Energia Elétrica. In: **X Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning**, 2006, Florianópolis - SC, p.6.

COELHO, J.; KNOLSEISEN, A. B. Improvement of the Voltage Profile in Distribution Systems Using Load Balancing and Probabilistic Load Modeling. In: **IEEE/PES T&D 2004 Latin America**, 2004, São Paulo - Brasil.

COELHO, J.; PARADA, G. M. O.; KNOLSEISEN, A. B. Uma Proposta Prática de Regulamentação da Qualidade de Serviços em Sistemas de Distribuição. In: **IX CBE - Congresso Brasileiro de Energia**, 2002, Rio de Janeiro - RJ, v.1, p.445-453.

da SILVA, L. G. W.; PEREIRA, R. A. F.; MANTOVANI, J. R. S. Optimized Allocation of Sectionalizing Switches and Control and Protection Devices for Reliability Indices Improvement in Distribution Systems. In: **Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2004 IEEE/PES**, 2004, São Paulo - Brazil, p.51-56.

DAVIS, L. **Handbook of Genetic Algorithms**. New York: Van Nostrand Reinhold, 1991.

DE TUGLIE, E.; LA SCALA, M.; PATRONO, G.; PUGLIESE, P.; TORELLI, F. An Optimal Strategy for Switching Devices Allocation in Radial Distribution Network. In: **AFRICON, 2004. 7th AFRICON Conference in Africa**, 2004, v.2, p.683-689.

DIAS, E. B. **Avaliação de Indicadores de Continuidade e seu Impacto no Planejamento de Sistemas de Distribuição**. (Dissertação de Mestrado). Escola Politécnica, USP, São Paulo - SP. 2002. 159 p.

DIXON, M. Combining Technologies Provides Best Distribution Asset Control. In: **IEEE Rural Electric Power Conference**, 2003, Raleigh-Durham - USA, p.C2-1.

DONDI, P.; PEETERS, Y.; SINGH, N. Achieving Real Benefits by Distribution Automation Solutions. In: **Proc. of the 16th CIRED**, 2001, Amsterdam - Netherlands, v.482, p.5.8.

FAULKENBERRY, L. M.; COFFER, W. **Electrical Power Distribution and Transmission**. Englewood Cliffs, N.J.: Prentice Hall, 1996. x, 582 p.

FRISCH, A. C.; KRAUSS, C. C.; SANTOS, C. C. D.; MARQUEZ, D. D. C.; PAROLIN, E. L.; PINTO, J. M.; REGGIANE, R. Sistema de Automação de Subestações e Redes de Distribuição de Energia. In: **XIV SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica**, 2000, Foz do Iguaçu - PR, p.6.

FUJISAWA, A.; KUROKAWA, N. Oversea Distribution Automation System Based on Japanese Experience. In: **IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition**, 2002, Yokohama - Japan, v.2, p.1164-1169.

GARDIMAN, V. L. G.; NETO, F. M. P.; RUFINI, R. Sistema de Telecomando e Monitoramento de Religadoras Automáticas da Rede de M.T. via Comunicação Celular-STMRA. In: **IV CIERTEC - Seminário Internacional sobre Automação de Redes de Distribuição de Energia Elétrica e Centros de Controle**, 2002, São Paulo - Brasil, p.BR-09.

GAULKE, E. **Metodologia para Determinação do Corte de Carga em Sistemas de Distribuição Utilizando Inteligência Artificial e Múltiplos Critérios**. (Dissertação de Mestrado). PGEEL, UFSC, Florianópolis - SC. 2007. 175 p.

GERS, J. M.; HOLMES, E. J.; INSTITUTION OF ELECTRICAL ENGINEERS. **Protection of Electricity Distribution Networks**. London: Institution of Electrical Engineers, 1998. v.28. xi, 341 p. (IEE Power and Energy Series)

GILBERT, D. After a Major Automation Rollout, the Benefits Roll In. **Transmission and Distribution World**, v.56, n.5, p.17-22. 2004.

GOLDBERG, D. E. **Genetic Algorithm in Search, Optimization and Machine Learning**. Reading: Addison-Wesley, 1989.

GRUENEMEYER, D. Distribution Automation: How Should It Be Evaluated? . In: **IEEE Rural Electric Power Conference**, 1991, Dearborn - USA, p.D3.

HAGHIFAM, M.-R. Optimal Allocation of Tie Points in Radial Distribution Systems Using a Genetic Algorithm. **European Transactions of Electrical Power**, v.4, n.2, p.85-96. 2004.

HARTWRIGHT, R.; COFFEY, J. The Improvement of Customer Service by System Automation. In: **Second International Conference on the Reliability of Transmission and Distribution Equipment**, 1995, Coventry - England, p.127-132.

HE, Y.; ANDERSSON, G.; ALLAN, R. N. Distribution Automation: It's Impact on Reliability and Benefits of Supply in Distribution Systems. In: **Proc. Nordic Distribution Automation Conference**, 2000, Trondheim - Norway, p.1-9.

HOLLAND, J. H. **Adaptation in Natural and Artificial Systems**. Ann Arbor: The University of Michigan Press, 1975. 211 p.

HOSSENLOPP, L. Substation Automation: Beyond Communication Standardization. **ELECTRA-Cigré**, 211, p.22-26, 2003.

HUAILIAN, Z.; GUILONG, C. Distribution Automation Scheme for Yancheng. **Transmission and Distribution World**, 12, p.24-27, 2003.

ISSICABA, D. **Métodos de Varredura para Redes Primárias de Distribuição Radiais Fracamente Malhadas: Uma Nova Abordagem e Análises de Convergência**. (Dissertação de Mestrado). PGEEL, UFSC, Florianópolis - SC. 2008. 121 p.

JÜNGER, M.; NADDEF, D. **Computational Combinatorial Optimization: Optimal or Provably near-Optimal Solutions**. Berlin ; New York: Springer, 2001. viii, 303 p. (Lecture Notes in Computer Science)

KOIZUMI, S.; OKUMURA, M.; YANASE, T. Application and Development of Distribution Automation System in TEPCO. In: **IEEE Power Engineering Society General Meeting**, 2005, San Francisco - USA, v.3, p.2429-2435.

KORTE, B. H.; VYGEN, J. **Combinatorial Optimization: Theory and Algorithms**. 4th. Berlin: Springer, 2008. xvii, 627 p.

KRISHNA RAO, M. V.; PANDURANGAM, J. V.; PERI, R.; CLINARD, K. N.; RADHA KRISHNA, C. Development and Evaluation of a Distribution Automation System for an Indian Utility. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.10, n.1, p.452-458. 1995.

KUMAR, Y.; DAS, B.; SHARMA, J. Genetic Algorithm for Supply Restoration in Distribution System with Priority Customers. In: **9th International Conference on Probabilistics Methods Applied to Power Systems**, 2006, Stockholm - Sweden, p.3-5.

LEHTONEN, M.; MATSINEN, A.; ANTILA, E. Automatic Fault Management in Distribution Networks. In: **Proc. of the 16th CIGRE**, 2001, Amsterdam - Netherlands, v.482, p.3.9.

LEVITIN, G.; MAZAL-TOV, S.; ELMAKIS, D. Genetic Algorithm for Optimal Sectionalizing in Radial Distribution Systems with Alternative Supply. **Electric Power Systems Research**, v.35, n.3, p.149-155. 1995.

LIN, W. M.; YANG, C. D.; TSAY, M. T. Distribution System Planning with Evolutionary Programming and a Reliability Cost Model. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, v.147, n.6, p.336-341. 2000.

MARKUSHEVICH, N. S.; HEREJK, I. C.; NIELSEN, R. E. Functional Requirements and Cost-Benefit Study for Distribution Automation at B.C. Hydro. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.9, n.2, p.772-781. 1994.

MARQUEZ, D. C.; KRAUSS, C. C.; FRISCH, A. C. A Experiência da Copel na Integração de Proteções Digitais ao Sistema de Automação de Subestações. **EletoEvolução Sistemas de Potência, Cigré-Brasil**, 35, p.31-37, 2004.

MATSUMOTO, Y.; ONO, A.; HASE, S.; KINOSHITA, T.; ABE, K. Development of Advanced Distribution Automation System Using Genetic Algorithm. In: **IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition**, 2002, Yokohama - Japan, v.1, p.214-219.

MATSUMOTO, Y.; OOHASHI, T.; MATSUURA, Y. The Concept of Distribution Automation System in the Kansai Electric Power Co. In: **IEEE Power Engineering Society Winter Meeting**, 1999, New York - USA, v.2, p.850-853.

MIU, K. N.; HSIAO-DONG, C.; BENTAO, Y.; DARLING, G. Fast Service Restoration for Large-Scale Distribution Systems with Priority Customers and Constraints. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.13, n.3, p.789-795. 1998.

MOLDŘÍK, P.; GURECKÝ, J.; KREJČÍ, P.; PASZEK, L. Problems of Deployment of RC Switching Elements in Distribution MV Networks for Improving Reliability of Power Supply. In: **9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation**, 2007, Barcelona - Spain, p.6.

MOMOH, J. A. **Electric Power Distribution, Automation, Protection, and Control**. Boca Raton: CRC Press, 2008. xvii, 360 p.

MOSLEHI, K.; KUMAR, A. B. R.; SHURTLEFF, D.; LAUFENBERG, M.; BOSE, A.; HIRSCH, P. Framework for a Self-Healing Power Grid. In: **IEEE Power Engineering Society General Meeting**, 2005, San Francisco-USA, v.3, p.3027.

NIELSEN, R. E.; MARKUSHEVICH, N. Dynamic System Load Control through Use of Optimal Voltage and Var Control. In: **Dynamic Modeling Control Applications for Industry Workshop, IEEE Industry Applications**, 1998, Vancouver - Canadá, p.29-32.

OKUYAMA, R. Y. Equipamento Automático para Proteção e Monitoração da Baixa Tensão de Transformadores de Distribuição Convencionais. In: **IV CIERTEC - Seminário Internacional sobre Automação de Redes de Distribuição de Energia Elétrica e Centros de Controle**, 2002, São Paulo - Brasil, p.BR-53.

OLIVEIRA, A. D.; COELHO, J. Matriz de Qualidade Técnica e Estratégica de Subestações Automatizadas. In: **VI SIMPASE - Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos**, 2005, São Paulo - SP, p.T5-35.

OONO, H.; KAWAHARASAKI, M.; KAWAI, M.; MORISHITA, T.; NISHI, A.; KATSUYAMA, M. A New Large Scale DAS in CEPCO. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.7, n.2, p.558-564. 1992.

PABLA, A. S. **Electric Power Distribution**. New York: McGraw-Hill, 2005. xiii, 878 p. (Mcgraw-Hill Professional Engineering)

PAHWA, A. Planning and Analysis Tools to Evaluate Distribution Automation Implementation and Benefits. In: **IEEE Power Engineering Society General Meeting**, 2005, San Francisco - USA, v.3, p.2622-2623.

PAIVA, J. G.; SILVA, N. I. D. O. R. e.; JUNIOR, F. B. M.; SCHIRMER, O. J.; RODRIGUES, L. F. G.; MARTINS, R. C. Desenvolvimento do Sistema Supervisório da CPFL – Segunda Geração. In: **VI SIMPASE - Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos**, 2005, São Paulo - SP, p.IT18.

PONCE, A. T.; BRITO, B. D.; SANTOS, E.; KUADA, J. H.; DOMINGUES, A.; ZAMBENEDETTI, V. C.; KLIMKOWSKI, M.; BASSLER, M. Operação em Tempo Integral de Alimentadores de Distribuição em Anel Fechado. In: **CLADE 2008 - Congresso Latinoamericano de Distribucion Electrica**, 2008, Mar del Plata - Argentina, v.Tema E, p.125.

QIN, Z.; SHIRMOHAMMADI, D.; LIU, W. H. E. Distribution Feeder Reconfiguration for Service Restoration and Load Balancing. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.12, n.2, p.724-729. 1997.

RADMILOVIĆ, B. Pilot Project for Remote Monitoring and Control System in Medium Voltage Electrical Distribution Network. In: **Regional Conference and Exhibition on Electricity Distribution**, 2004, Herceg Novi - Montenegro.

RIGLER, D. M.; HODGKINS, W. R.; ALLAN, R. N. Quantitative Reliability Analysis of Distribution Systems: Automation. **Power Engineering Journal**, v.13, n.4, p.201-204. 1999.

RIQUELME, R. V. C. Mejora de los Indices de Calidad de Suministro a un Bajo Nivel de Inversión en Automatización de Distribución. In: **IV CIERTEC - Seminário Internacional sobre Automação de Redes de Distribuição de Energia Elétrica e Centros de Controle**, 2002, São Paulo - Brasil, p.CH-60.

RISTIC, M. Serbian Utility Taps into Savings Using DMS. **Transmission and Distribution World**, v.56, n.5, p.42-48. 2004.

RONG-LIANG, C.; SABIR, S. The Benefits of Implementing Distribution Automation and System Monitoring in the Open Electricity Market. In: **Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering** 2001, Toronto - Canada, v.2, p.825-830.

SAMBAQUI, A. B. K. **Metodologias para Melhoria do Perfil de Tensão em Sistemas de Distribuição**. (Tese de Doutorado). PGEEL, UFSC, Florianópolis - SC. 2005. 248 p.

SANDEZ, G.; TARCHINI, J. Mejora en la Calidad del Servicio Mediante la Implementación de un Sistema Integrado de Telecontrol de la Red de Distribución. In: **IV CIERTEC - Seminário Internacional sobre Automação de Redes de Distribuição de Energia Elétrica e Centros de Controle**, 2002, São Paulo - Brasil, p.AR-02.

SANTANA, A. E. L.; CASTILLO, S. V.; QUEROLL, G. M. Automatización de Redes, Subestaciones y Soporte de Comunicaciones Ciudad de la Habana, Cuba. In: **IV CIERTEC - Seminário Internacional sobre Automação de Redes de Distribuição de Energia Elétrica e Centros de Controle**, 2002, São Paulo - Brasil, p.CU-66.

SHORT, T. A. **Electric Power Distribution Handbook**. Boca Raton, FL: CRC Press, 2004. 773 p. (Electric Power Engineering Series)

SIQUEIRA, R. P.; FONSECA, K. V. O. Protocolos Abertos em Sistemas de Automação de Energia: uma Análise Comparativa Entre o DNP 3.0, o IEC 60870-5-101 e o Novo Protocolo IEC 61850. In: **VII SIMPASE - Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos**, 2007, Salvador - BA, p.IT-16.

SOUSA, P. H. D.; BARON, P. R. Automação e Digitalização de Subestações na Elektro. In: **VI SIMPASE - Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos**, 2005, São Paulo - SP, p.IT07.

SOUZA, B. A.; FONTAN, D. M. S.; BRAZ, H. D. M.; OLIVEIRA, N. S. Reconfiguração de Redes de Distribuição: uma Revisão de Três Estratégias de Codificação à Procura de Algoritmos Genéticos Mais Eficientes. In: **CBA: Congresso Brasileiro de Automática**, 2008, Juiz de Fora - MG, p.6.

SPERANDIO, M.; COELHO, J.; QUEIROZ, H.; NASSAR, S. M.; GAUCHE, E.; KNOLSEISEN, A. B. Avaliação de Conjuntos Críticos Face à Nova Regulamentação da Qualidade de Fornecimento. In: **XVI SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica**, 2004, Brasília - DF, p.cod.773.

SPERANDIO, M.; COELHO, J.; RAMOS, R. Prospecção de Sistemas de Distribuição Automatizados, uma Visão Estratégica. In: **VI SIMPASE - Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos**, 2005, São Paulo - SP, p.R074.

STRAUSS, C. **Practical Electrical Network Automation and Communication System**. London: Elsevier, 2003.

TANNLUND, P.; BJÖRKMAN, G. An Advanced Distribution Automation System Experience from Application Development and Project Implementation. In: **International Conference on Power System Technology**, 2000, Perth - Australia, v.1, p.127-132.

VAZ, O. R. **Uma Contribuição para o Gerenciamento de Metas de Indicadores de Continuidade de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. (Dissertação de Mestrado). PGEEL, UFSC, Florianópolis - SC. 2007. 140 p.

WALTON, C. M. Benefits of a Large Scale Urban Distribution Network Automation and Their Role in Meeting Enhanced Customer Expectation and Regulatory Regimes. In: **Proc. of the 16th CIRED**, 2001, Amsterdam - Netherlands, v.482, p.3.27.

WARREN, C. M. The Effect of Reducing Momentary Outages on Distribution Reliability Indices. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.7, n.3, p.1610-1617. 1992.

WOLSEY, L. A. **Integer Programming**. New York: Wiley, 1998. xviii, 264 p. (Wiley-Interscience Series in Discrete Mathematics and Optimization)

YING-TUNG, H. Multiobjective Evolution Programming Method for Feeder Reconfiguration. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.19, n.1, p.594-599. 2004.

YING, H.; ANDERSSON, G.; ALLAN, R. N. Modeling the Impact of Automation and Control on the Reliability of Distribution Systems. In: **IEEE Power Engineering Society Summer Meeting**, 2000, Seattle - USA, v.1, p.79-84.

ZAMBENEDETTI, V. C.; COUTINHO, F. R.; BARBIERO, A.; SIQUEIRA, R. P.; PEREIRA, J. G.; HEXSEL, R. A. Uso de Comunicação Celular Digital Utilizando 2.5G para Sistemas de Automação de Energia Elétrica. In: **VI SIMPASE - Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos**, 2005, São Paulo - SP, p.IT05.

ZHIHONG, L.; GUOZHI, M.; HUAXING, Y.; WENJUN, Z. Study and Application of Distribution Automatic System in the Yangjiaping Power Supply Bureau. In: **Power System Technology, 2006. PowerCon 2006. International Conference on**, 2006, p.1-5.

ZIMMERMAN, K. **Aplicações de Relés Microprocessados na Distribuição**. SEL do Brasil Ltda, p.15. 2005. (http://www.selinc.com.br/art_tecnicos.htm)