



COPPE/UFRJ

**PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
CONSIDERANDO INCERTEZAS E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Vinicius Ferreira Martins

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientador: Carmen Lucia Tancredo Borges

Rio de Janeiro

Março de 2009

PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
CONSIDERANDO INCERTEZAS E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Vinicius Ferreira Martins

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Aprovada por:

Prof. Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc.

Prof. José Luiz Rezende Pereira, Ph.D.

Prof. Antônio Padilha Feltrin, Ph.D.

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2009

Martins, Vinicius Ferreira

Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição Considerando Incertezas e Geração Distribuída/ Vinicius Ferreira Martins. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2009.

XXV, 191 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Carmen Lucia Tancredo Borges

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2009.

Referencias Bibliográficas: p. 163-170.

1. Planejamento de sistemas de distribuição. 2. Geração Distribuída. 3. Algoritmos Genéticos. I. Borges, Carmen Lucia Tancredo. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Titulo.

Aos meus queridos pais, Dioniel e Celeida

AGRADECIMENTOS

A Deus, responsável por todas as coisas boas que aconteceram na minha vida, por me dar forças nos momentos mais difíceis e por me mostrar os caminhos pelo qual eu deveria seguir.

A minha família, em especial aos meus pais, Dioniel e Celeida, por me ensinarem a ter paciência e sabedoria nos momentos de dificuldade. E aos demais familiares pelos grandiosos momentos de alegria.

À Professora Carmen Lucia Tancredo Borges pela orientação, dedicação e incentivo nestes anos de trabalho.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
CONSIDERANDO INCERTEZAS E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Vinicius Ferreira Martins

Março/2009

Orientador: Carmen Lucia Tancredo Borges

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho apresenta uma proposta de metodologia para o planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica utilizando Algoritmos Genéticos, onde alternativas convencionais de expansão, tais como, recondutoramento de cabos, reconfiguração da rede através da mudança do estado de chaves pertencentes ao sistema e instalação de novas chaves de manobra, são consideradas juntamente com a exploração de Geração Distribuída. Aspectos relevantes ao problema de planejamento da expansão, como a análise de múltiplos objetivos e a consideração de incertezas referentes aos valores de demanda e potências fornecidas pelas unidades de Geração Distribuída serão abordados. Em uma primeira etapa, foi desenvolvido um modelo dedicado ao planejamento estático da expansão de redes de distribuição com o objetivo de determinar o local e a capacidade dos reforços a serem instalados no sistema. Em uma segunda etapa, foi incorporada à metodologia uma estratégia para tratamento de múltiplos estágios de expansão, com o intuito de se determinar o local, a capacidade e o momento apropriado para a instalação dos reforços.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

DISTRIBUTION SYSTEMS EXPANSION PLANNING CONSIDERING
UNCERTAINTIES AND DISTRIBUTED GENERATION

Vinicius Ferreira Martins

March/2009

Advisor: Carmen Lucia Tancredo Borges

Department: Electrical Engineering

This work proposes a methodology for electric energy distribution systems expansion planning based on Genetic Algorithms, where conventional alternatives for expansion, such as, rewiring, grid reconfiguration by changing switches status, installation of new switches, etc. are considered together with Distributed Generation exploration. Significant aspects related to the expansion planning problem, such as, multiple objectives analysis and uncertainties modeling related to the demand and the power supplied by Distributed Generation units are considered. In a first stage, a model dedicated to the static expansion planning of distribution networks was developed in order to determine the place and the capacity of the reinforcements to be installed in the system. In a second stage, a strategy for dealing with the dynamic expansion planning based on multiple stages was incorporated in the methodology in order to determinate the place, the capacity and the appropriate stage for the reinforcements installation.

SUMÁRIO

CAPÍTULO I.....	1
INTRODUÇÃO.....	1
I.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	3
I.1.1 Planejamento Estático – Apenas 1 Estágio	3
I.1.2 Planejamento Dinâmico – Múltiplos Estágios	10
I.2 CONTRIBUIÇÕES DA TESE.....	16
I.3 ARTIGOS PUBLICADOS EM DECORRÊNCIA DESTE TRABALHO.....	18
I.4 ESTRUTURA DA TESE	18
CAPÍTULO II.....	19
PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	19
II.1 FUNÇÃO OBJETIVO	21
II.1.1 Variações da Função Objetivo	22
II.1.2 Descrição dos Objetivos Considerados.....	23
II.1.2.1 Perdas de Energia.....	23
II.1.2.2 Valor Esperado do Custo da Energia Não Distribuída (CEND).....	24
II.1.2.3 Custos de Investimento	28
II.1.2.4 Custos da Energia Importada da Transmissão	29
II.1.2.5 DEC e FEC	30
II.2 RESTRIÇÕES	31
II.2.1 Balanço de Potência Ativa e Reativa	31
II.2.2 Níveis de Tensão.....	31
II.2.3 Fluxo de Potência nas Linhas	32
II.2.4 Radialidade	32
II.2.5 Alternativas de Expansão.....	33
II.2.6 Grau de Penetração da GD.....	34
II.3 INCERTEZAS	34
II.4 MÚLTIPLOS OBJETIVOS.....	35
II.5 PLANEJAMENTO ESTÁTICO E COM MÚLTIPLOS ESTÁGIOS	35
CAPÍTULO III	37

ALGORITMOS GENÉTICOS E OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO	37
III.1 FUNÇÃO DE APTIDÃO	39
III.2 OPERADORES GENÉTICOS.....	39
III.2.1 Operador de Seleção.....	39
III.2.1.1 Seleção por Roleta.....	40
III.2.1.2 Seleção por Torneio.....	40
III.2.2 Operador de Cruzamento.....	40
III.2.2.1 Cruzamento por “1 ponto de corte”.....	41
III.2.2.2 Cruzamento por “2 ponto de corte”.....	41
III.2.3 Operador de Mutação	42
III.3 PARÂMETROS GENÉTICOS	42
III.3.1 Tamanho da População.....	43
III.3.2 Taxa de Cruzamento (tc).....	43
III.3.3 Taxa de Mutação (tm)	43
III.3.4 Convergência.....	44
III.3.5 Elitismo.....	44
III.4 CODIFICAÇÃO	44
III.5 OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO	45
III.5.1 Soma Ponderada	45
III.5.2 Técnica de Pareto	47
III.5.2.1 VEGA	49
III.5.2.2 MOGA.....	50
III.5.2.3 NSGA	50
III.5.2.4 SPEA	51
CAPÍTULO IV	52
METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DESENVOLVIDA	52
IV.1 FUNÇÕES DE APTIDÃO	54
IV.1.1 Parâmetros de Normalização.....	55
IV.1.1.1 Valor Máximo	55
IV.1.1.2 Valor Médio	56
IV.1.1.3 Adequabilidade.....	57

IV.1.2 Penalização	58
IV.2 OPERADORES GENÉTICOS	59
IV.3 PARÂMETROS GENÉTICOS	60
IV.3.1 Taxa de Mutação	60
IV.3.2 Convergência.....	61
IV.4 CODIFICAÇÃO.....	62
IV.5 CONSIDERAÇÃO DAS INCERTEZAS	67
IV.5.1 Metodologia I.....	67
IV.5.2 Metodologia II.....	70
IV.6 ALGORITMO PARA OBTENÇÃO DAS SOLUÇÕES DE PARETO.....	73
IV.7 ALGORITMO PARA CONSIDERAÇÃO DE MÚLTIPLOS ESTÁGIOS.....	76
CAPÍTULO V	84
RESULTADOS	84
V.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	84
V.1.1 Planejamento Estático Sem Incertezas	84
V.1.2 Planejamento Estático Com Incertezas.....	85
V.1.3 Atendimento a Novos Pontos de Carga.....	86
V.1.4 Planejamento com Múltiplos Estágios	86
V.1.5 Verificação da Eficácia do AG Proposto.....	86
V.1.6 Aplicação da Metodologia a um Sistema Real.....	86
V.2 SISTEMA 33 BARRAS	87
V.3 ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO	88
V.4 TESTE I.....	89
V.5 TESTE II.....	95
V.6 TESTE III	99
V.7 TESTE IV.....	105
V.8 TESTE V	112
V.9 TESTE VI.....	114
V.9.1 Teste VI.a.....	118
V.9.1 Teste VI.b	119
V.10 TESTE VII.....	123

V.11 TESTE VIII	129
V.11.1 Planejamento com Múltiplos Estágios – Etapa Backward – Sem incertezas .	129
V.11.2 Planejamento com Múltiplos Estágios – Etapa Backward – Com incertezas	132
V.12 TESTE IX	135
V.12.1 TESTE COMPARATIVO I - Inclusão de Geração Distribuída.....	136
V.12.2 TESTE COMPARATIVO II - Inclusão de Geração Distribuída + Recondutoramento.....	140
V.12.3 TESTE COMPARATIVO III - Inclusão de Geração Distribuída + Recondutoramento + Alteração da Topologia da Rede.....	143
V.13 TESTE X	147
V.13.1 Sistema Real de 177 Barras	147
V.13.2 Alternativas de Expansão Consideradas no TESTE X.....	150
V.13.3 Planejamento a Múltiplos Estágios – Sistema 177 Barras – Sem Incertezas .	150
V.13.4 Planejamento a Múltiplos Estágios – Sistema 177 Barras – Com Incertezas	152
V.14 CONSIDERAÇÕES FINAIS	154
CAPÍTULO VI	157
CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	157
VI.1 CONCLUSÕES.....	157
VI.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	161
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	163
APÊNDICE A	171
ARTIGOS PUBLICADOS.....	171
A.1 ARTIGO APRESENTADO NO CIRED 2007	171
A.2 ARTIGO APRESENTADO NO CBA 2008	176
APÊNDICE B.....	183
DADOS DOS SISTEMAS TESTADOS.....	183
B.1 CUSTOS DE PERDAS E REFORÇOS	183
B.2 SISTEMA 33 BARRAS	183
B.3 SISTEMA 14 BARRAS	185
B.4 SISTEMA REAL 177 BARRAS.....	186

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura II.1: Fluxograma para cálculo do Tempo de Reparo Anual.....	26
Figura II.2: Curva típica de disponibilidade de geração eólica	27
Figura III.1: Estrutura de um Algoritmo Genético	38
Figura III.2: Cromossomos dos Genitores – “1 Ponto de Corte”	41
Figura III.3: Cromossomos dos Descendentes – Cruzamento por “1 Ponto de Corte”	41
Figura III.4: Cromossomos dos Genitores – “2 Pontos de Corte”	41
Figura III.5: Cromossomos dos Descendentes – Cruzamento por “2 Pontos de Corte”	41
Figura III.6: Cromossomo de um dos Descendentes.....	42
Figura III.7: Cromossomo Após Mutação	42
Figura III.8: Exemplo fictício para demonstração da técnica de Pareto.....	48
Figura III.9: Representação das possíveis soluções para um problema qualquer	48
Figura IV.1: Estrutura do Algoritmo Genético Proposto	54
Figura IV.2: Fator de penalização variável	59
Figura IV.3: Taxa de mutação variável	60
Figura IV.4: Estrutura do cromossomo	62
Figura IV.5: Esquema de um sistema de dois laços	63
Figura IV.6: Representação no cromossomo da topologia mostrada na figura (IV.5).....	63
Figura IV.7: Estrutura do cromossomo considerando novos pontos de carga	66
Figura IV.8: Estrutura do cromossomo considerando novos pontos de carga e possibilidade de conexão de Geração Distribuída nestes pontos.....	67
Figura IV.9: Algoritmo proposto considerando incertezas – Metodologia I.....	68
Figura IV.10: Algoritmo proposto considerando incertezas – Metodologia II	72
Figura IV.11: Algoritmo Proposto para Obtenção das Soluções Ótimas de Pareto	75
Figura IV.12: Fluxograma para determinação da seqüência de obras para cada estágio desconsiderando as incertezas – Etapa Backward.....	78
Figura IV.13: Fluxograma para determinação da seqüência de obras para cada estágio desconsiderando as incertezas – Etapa Forward.....	79
Figura IV.14: Fluxograma para determinação da seqüência de obras para cada estágio considerando as incertezas – Etapa Backward	81

Figura IV.15: Fluxograma para determinação da seqüência de obras para cada estágio considerando as incertezas – Etapa Forward.....	82
Figura IV.16: Fluxograma do algoritmo proposto para determinação da seqüência de obras para cada estágio considerando as incertezas.....	83
Figura V.1: Configuração do horizonte de planejamento para o sistema de 33 barras.....	87
Figura V.2: Configuração final considerando normalização da função objetivo pelo Valor Máximo - TESTE I.....	94
Figura V.3: Configuração final considerando normalização da função objetivo pelo Valor Médio - TESTE I.....	94
Figura V.4: Configuração final considerando normalização da função objetivo pela Adequabilidade - TESTE I.....	95
Figura V.5: Configuração final considerando mínimo custo - TESTE II.....	97
Figura V.6: Melhor valor de aptidão por geração - TESTE II.....	98
Figura V.7: Evolução da média da função de aptidão a cada geração - TESTE II.....	98
Figura V.8: Conjunto de soluções Pareto-ótimas – TESTE III.....	100
Figura V.9: Configuração final considerando a normalização da função objetivo pelo Valor Máximo - TESTE III.....	102
Figura V.10: Configuração final considerando mínimo custo - TESTE IV – Fase II - Metodologia I.....	111
Figura V.11: Configuração referente ao horizonte de planejamento considerando novos pontos de carga - TESTE VII.....	123
Figura V.12: Configuração final considerando mínimo custo - Novos pontos de carga - TESTE VII.....	126
Figura V.13: Melhor valor de aptidão por geração – Novos pontos de carga - TESTE VII.....	126
Figura V.14: Evolução da média da função de aptidão a cada geração – Novos pontos de carga - TESTE III.....	127
Figura V.15: Configuração do horizonte de planejamento para o sistema de 14 barras....	136
Figura V.16: Locais candidatos à instalação de geração distribuída – TESTE IX.....	137
Figura V.17: Geração Distribuída instalada – TESTE COMPARATIVO I.....	138
Figura V.18: Melhor valor de aptidão por geração – TESTE COMPARATIVO I.....	139

Figura V.19: Possíveis locais para instalação de geração distribuída e linhas candidatas ao recondutoramento – TESTE COMPARATIVO II	140
Figura V.20: Configuração ótima – TESTE COMPARATIVO II.....	141
Figura V.21: Melhor valor de aptidão por geração – TESTE COMPARATIVO II	143
Figura V.22: Possíveis reforços – TESTE COMPARATIVO III	144
Figura V.23: Configuração ótima – TESTE COMPARATIVO III	145
Figura V.24: Melhor valor de aptidão por geração – TESTE COMPARATIVO III	146
Figura V.25: Configuração do horizonte de planejamento para o sistema real de 177 barras	148

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela II.1: Níveis de tensão em regime para redes de distribuição de Média Tensão.....	32
Tabela III.1: Possíveis soluções para um determinado problema	49
Tabela IV.1: Valores dos objetivos de 3 indivíduos quaisquer	55
Tabela IV.2: Parâmetros de normalização considerando o Valor Máximo dos objetivos ...	56
Tabela IV.3: Novos valores dos objetivos considerando o critério do Valor Máximo	56
Tabela IV.4: Parâmetros de normalização considerando o Valor Médio dos objetivos.....	56
Tabela IV.5: Novos valores dos objetivos considerando o critério do Valor Médio	57
Tabela IV.6: Valores das Adequabilidades dos 3 indivíduos apresentados na tabela (IV.1)	58
Tabela IV.7: Operadores Genéticos adotados	60
Tabela IV.8: População genérica.....	61
Tabela IV.9: Significado dos bits referentes às alterações na topologia da rede.....	62
Tabela IV.10: Significado dos bits referentes à Geração Distribuída	65
Tabela IV.11: Significado do bit referente ao recondutoramento	65
Tabela IV.12: Possíveis soluções para um problema genérico contendo 5 cenários	69
Tabela IV.13: Solução final para o problema genérico em análise	70
Tabela V.1: Dados relativos à configuração do horizonte de planejamento para sistema de 33 barras	88
Tabela V.2: Características e parâmetros do AG proposto	90
Tabela V.3: Linhas reconduzidas, novas chaves de manobra instaladas e nova topologia da rede – TESTE I	90
Tabela V.4: Geração Distribuída instalada no sistema considerando diferentes maneiras de normalização da função objetivo – TESTE I.....	91
Tabela V.5: Custos anualizados, DEC, FEC e menor valor de tensão, considerando diferentes formas de normalização da função objetivo – TESTE I.....	91
Tabela V.6: Redução em relação à configuração referente ao horizonte de planejamento dos diversos objetivos analisados considerando a normalização da função objetivo pelo Valor Máximo – TESTE I	92

Tabela V.7: Redução em relação à configuração do horizonte de planejamento dos diversos objetivos analisados considerando a normalização da função objetivo pelo Valor Médio – TESTE I.....	92
Tabela V.8: Redução em relação à configuração do horizonte de planejamento dos diversos objetivos analisados considerando a normalização da função objetivo pela Adequabilidade – TESTE I.....	92
Tabela V.9: Linhas reconduzidas, novas chaves de manobra instaladas e nova topologia da rede considerando o mínimo custo – TESTE II.....	96
Tabela V.10: Geração Distribuída instalada no sistema considerando o mínimo custo – TESTE II.....	96
Tabela V.11: Custos anualizados, DEC, FEC e menor valor de tensão considerando o mínimo custo – TESTE II.....	96
Tabela V.12: Redução em relação à configuração do horizonte de planejamento dos diversos objetivos analisados considerando o mínimo custo global – TESTE II.....	97
Tabela V.13: Linhas reconduzidas, novas chaves de manobra instaladas e nova topologia da rede para as 5 melhores alternativas de expansão considerando normalização da função objetivo pelo Valor Máximo – TESTE III	101
Tabela V.14: Geração Distribuída instalada no sistema para as 5 melhores opções de expansão considerando a normalização pelo Valor Máximo – TESTE III.....	101
Tabela V.15: Custos anualizados para as 5 melhores alternativas de expansão considerando a normalização pelo Valor Máximo – TESTE III	101
Tabela V.16: DEC, FEC e menor valor de tensão para as 5 melhores opções de expansão considerando a normalização pelo Valor Máximo – TESTE III.....	101
Tabela V.17: Redução em relação à configuração referente ao horizonte de planejamento – TESTE III	102
Tabela V.18: Linhas reconduzidas, novas chaves de manobra instaladas e nova topologia da rede para as alternativas referentes aos valores mínimos de cada objetivo considerado – TESTE III	103
Tabela V.19: Geração Distribuída instalada no sistema para as alternativas referentes aos valores mínimos de cada objetivo considerado – TESTE III	103
Tabela V.20: Custos anualizados para as alternativas referentes aos valores mínimos de cada objetivo considerado – TESTE III	104

Tabela V.21: DEC, FEC e menor valor de tensão para as alternativas referentes aos valores mínimos de cada objetivo considerado – TESTE III.....	104
Tabela V.22: Cenários de carga considerados – TESTE IV.....	105
Tabela V.23: Cenários de geração considerados – TESTE IV.....	105
Tabela V.24: Cenários considerados – TESTE IV.....	106
Tabela V.25: Linhas reconduzidas, novas chaves de manobra instaladas e nova topologia da rede para cada cenário considerando incertezas através da Metodologia I – TESTE IV.....	107
Tabela V.26: Geração Distribuída instalada no sistema em cada cenário considerando a Metodologia I – TESTE IV.....	107
Tabela V.27: Custos anualizados referentes à solução obtida para cada cenário analisado – TESTE IV – Metodologia I.....	108
Tabela V.28: DEC, FEC e Menor Valor de Tensão referentes à solução obtida para cada cenário analisado – TESTE IV – Metodologia I.....	108
Tabela V.29: Redução percentual em relação à configuração do horizonte de planejamento dos diversos objetivos considerando cada cenário de carga e geração – TESTE IV.....	109
Tabela V.30: Maior redução percentual em relação à configuração referente ao horizonte de planejamento para os diversos objetivos analisados – TESTE IV.....	109
Tabela V.31: Linhas reconduzidas, novas chaves de manobra instaladas e nova topologia da rede considerando mínimo custo – TESTE IV – FASE II - Metodologia I.....	110
Tabela V.32: Geração Distribuída instalada no sistema considerando o mínimo custo – TESTE IV – FASE II - Metodologia I.....	110
Tabela V.33: Custos anualizados considerando o mínimo custo – TESTE IV – FASE II - Metodologia I.....	110
Tabela V.34: Redução em relação à configuração referente ao horizonte de planejamento – TESTE IV – FASE II - Metodologia I.....	111
Tabela V.35: Linhas reconduzidas, novas chaves de manobra instaladas e nova topologia da rede considerando mínimo custo – TESTE V – Metodologia II.....	113
Tabela V.36: Geração Distribuída instalada no sistema considerando o mínimo custo – TESTE V - Metodologia II.....	113
Tabela V.37: Custos anualizados considerando mínimo custo – TESTE V - Metodologia II.....	113

Tabela V.38: Redução em relação à configuração referente ao horizonte de planejamento – TESTE V – Metodologia II	113
Tabela V.39: Cenários de carga considerados – TESTE VI.....	114
Tabela V.40: Cenários de geração considerados – TESTE VI.....	115
Tabela V.41: Cenários considerados – TESTE VI.....	115
Tabela V.42: Custos anualizados, DEC, FEC e menor valor de tensão referentes à configuração do horizonte de planejamento considerando novos fatores de incertezas de carga e geração – TESTE VI.....	115
Tabela V.43: Linhas reconduzidas, novas chaves de manobra instaladas e nova topologia da rede considerando incertezas através da Metodologia I – TESTE VI.....	116
Tabela V.44: Geração Distribuída instalada no sistema em cada cenário considerando a Metodologia I – TESTE VI.....	116
Tabela V.45: Linhas reconduzidas, novas chaves de manobra instaladas e nova topologia da rede considerando mínimo custo – TESTE VI – Fase II - Metodologia I.....	117
Tabela V.46: Geração Distribuída instalada no sistema considerando o mínimo custo – TESTE VI – Fase II - Metodologia I.....	117
Tabela V.47: Custos anualizados, DEC, FEC e menor valor de tensão considerando o mínimo custo – TESTE VI – FASE II - Metodologia I.....	117
Tabela V.48: Redução em relação à configuração referente ao horizonte de planejamento – TESTE VI – FASE II - Metodologia I.....	118
Tabela V.49: Custos anualizados, DEC, FEC e menor valor de tensão considerando novas probabilidades de ocorrência para cada cenário– TESTE VI – Metodologia II.....	118
Tabela V.50: Novos cenários de geração considerados – Teste VI.b.....	119
Tabela V.51: Novos cenários considerados – Teste VI.b.....	119
Tabela V.52: Linhas reconduzidas, novas chaves de manobra instaladas e nova topologia da rede considerando incertezas através da Metodologia I – Teste VI.b – Novos cenários	120
Tabela V.53: Geração Distribuída instalada no sistema em cada cenário considerando a Metodologia I – Teste VI.b – Novos cenários.....	120
Tabela V.54: Linhas reconduzidas, novas chaves de manobra e nova topologia da rede considerando mínimo custo – Teste VI.b – Fase II - Metodologia I – Novos cenários	120

Tabela V.55: Geração Distribuída instalada no sistema considerando o mínimo custo – Teste VI.b – Fase II - Metodologia I – Novos cenários	121
Tabela V.56: Custos anualizados, DEC, FEC e menor valor de tensão considerando o mínimo custo – Teste VI.b – Fase II - Metodologia I – Novos cenários.....	121
Tabela V.57: Redução em relação à configuração referente ao horizonte de planejamento – Teste VI.b – Fase II - Metodologia I – Novos cenários	121
Tabela V.58: Custos anualizados, DEC, FEC e menor valor de tensão – Teste VI.b – Metodologia II – Novos cenários	122
Tabela V.59: Novos pontos de carga e possíveis pontos de conexão – TESTE VII.....	123
Tabela V.60: Linhas reconduzidas, novas chaves de manobra instaladas e nova topologia da rede considerando mínimo custo – TESTE VII.....	124
Tabela V.61: Geração Distribuída instalada no sistema considerando a mínimo custo – TESTE VII	124
Tabela V.62: Novos pontos de carga - pontos de conexão.....	124
Tabela V.63: Custos anualizados, DEC, FEC e menor valor de tensão considerando o mínimo custo – TESTE VII.....	125
Tabela V.64: Custos anualizados considerando demais opções de conexão para os novos pontos de carga – TESTE VII.....	125
Tabela V.65: Linhas reconduzidas, novas chaves de manobra instaladas e nova topologia considerando novos pontos de carga e incertezas – Metodologia I - TESTE VII.....	127
Tabela V.66: Geração Distribuída instalada no sistema considerando novos pontos de carga e incertezas – Metodologia I - TESTE VII.....	128
Tabela V.67: Novos pontos de carga - pontos de conexão considerando incertezas – Metodologia I - TESTE VII	128
Os pontos de conexão dos novos pontos de carga foram os mesmos de quando não foram consideradas as incertezas.	128
Tabela V.68: Custos anualizados, DEC, FEC e menor valor de tensão considerando incertezas – Metodologia I - TESTE VII.....	128
Tabela V.69: Estágios considerados para o planejamento dinâmico.....	129
Tabela V.70: Linhas reconduzidas, novas chaves de manobra instaladas e nova topologia da rede para cada estágio desconsiderando incertezas - Etapa Backward – TESTE VIII..	130

Tabela V.71: Geração Distribuída adicionada ao sistema em cada estágio desconsiderando incertezas - Etapa Backward – TESTE VIII.....	130
Tabela V.72: Novos pontos de carga - pontos de conexão desconsiderando incertezas – Estágio 3 – TESTE VIII	130
Tabela V.73: Custos anualizados trazidos a Valor Presente, DEC, FEC e menor valor de tensão para cada estágio desconsiderando incertezas – Etapa Backward – TESTE VIII...	131
Tabela V.74: Custos anualizados trazidos a Valor Presente, DEC, FEC e menor valor de tensão para cada estágio considerando obras apenas no estágio (3) – TESTE VIII.....	132
Tabela V.75: Linhas reconduzoradas, novas chaves de manobra instaladas e nova topologia da rede para cada estágio considerando incertezas – Metodologia I – TESTE VIII	133
Tabela V.76: Geração Distribuída instalada no sistema para cada estágio considerando incertezas – Metodologia I – TESTE VIII.....	133
Tabela V.77: Novos pontos de carga - pontos de conexão considerando incertezas – Estágio 3 – Metodologia I - TESTE VIII	133
Tabela V.78: Custos anualizados trazidos a Valor Presente, DEC, FEC e menor valor de tensão para cada estágio considerando incertezas – Metodologia I – TESTE VIII	134
Tabela V.79: Custos anualizados trazidos a Valor Presente, DEC, FEC e menor valor de tensão considerando todas as obras no estágio (3) – Metodologia I - TESTE VIII	134
Tabela V.80: Custos anualizados, DEC, FEC e máxima queda de tensão – configuração referente ao horizonte de planejamento – sistema de 14 barras	136
Tabela V.81: Geração Distribuída instalada no sistema de 14 barras considerando o mínimo custo global – TESTE COMPARATIVO I.....	137
Tabela V.82: Custos anualizados, DEC, FEC e máxima queda de tensão – solução de mínimo custo global – TESTE COMPARATIVO I.....	138
Tabela V.83: Redução percentual em relação à configuração referente ao horizonte de planejamento – TESTE COMPARATIVO I.....	139
Tabela V.84: Geração Distribuída instalada no sistema de 14 barras considerando o mínimo custo global – TESTE COMPARATIVO II.....	141
Tabela V.85: Linhas reconduzoradas considerando mínimo custo global – TESTE COMPARATIVO II	141
Tabela V.86: Custos anualizados, DEC, FEC e máxima queda de tensão – solução de mínimo custo global – TESTE COMPARATIVO II	142

Tabela V.87: Redução percentual em relação à configuração referente ao horizonte de planejamento –TESTE COMPARATIVO II.....	142
Tabela V.88: Geração Distribuída instalada no sistema de 14 barras considerando o mínimo custo global – TESTE COMPARATIVO III	144
Tabela V.89: Linhas reconduzidas, nova chave de manobra instalada e nova topologia da rede considerando mínimo custo global – TESTE COMPARATIVO III.....	144
Tabela V.90: Custos anualizados, DEC, FEC e máxima queda de tensão – solução de mínimo custo global – TESTE COMPARATIVO III.....	145
Tabela V.91: Redução percentual em relação à configuração referente ao horizonte de planejamento –TESTE COMPARATIVO III	146
Tabela V.92: Estágios considerados para o planejamento dinâmico – TESTE X.....	149
Tabela V.93: Dados relativos à configuração do horizonte de planejamento do sistema de 177 barras referentes aos 3 estágios analisados.....	149
Tabela V.94: Linhas reconduzidas, novas chaves de manobra instaladas e nova topologia da rede para cada estágio desconsiderando incertezas – Sistema 177 barras - TESTE X..	151
Tabela V.95: Geração Distribuída adicionada ao sistema em cada estágio desconsiderando incertezas – Sistema 177 barras - TESTE X.....	151
Tabela V.96: Custos anualizados trazidos a Valor Presente, DEC, FEC e menor valor de tensão para cada estágio desconsiderando incertezas – Sistema 177 barras - TESTE X ...	151
Tabela V.97: Linhas reconduzidas, novas chaves de manobra instaladas e nova topologia considerando incertezas – Sistema de 177 barras – Metodologia I – TESTE X.....	153
Tabela V.98: Geração Distribuída instalada no sistema para cada estágio considerando incertezas – Sistema de 177 barras – Metodologia I – TESTE X	153
Tabela V.99: Custos anualizados trazidos a Valor Presente para o estágio (1), DEC, FEC e menor valor de tensão para cada estágio considerando incertezas – Sistema de 177 barras – Metodologia I – TESTE X.....	154
Tabela V.100: Resumo comparativo dos principais resultados obtidos nos TESTES I, II, III, IV, V e VIII	156
Tabela B.1: Custos de perdas e reforços	183
Tabela B.2: Dados de linhas para o sistema de 33 barras.....	184
Tabela B.3: Dados de barras para o sistema de 33 barras	184
Tabela B.4: Dados de linhas para o sistema de 14 barras.....	185

Tabela B.5: Dados de barras para o sistema de 14 barras	185
Tabela B.6: Dados de linhas para o sistema de 177 barras.....	186
Tabela B.7: Dados de barras para o sistema de 177 barras	186

ÍNDICE DE ABREVIATURAS

adequabilidade _{<i>i,j</i>}	Adequabilidade referente ao indivíduo <i>i</i> considerando o objetivo <i>j</i> ;
AG	Algoritmo Genético;
CA	Custo anualizado (R\$ / ano);
CE	Custo do equipamento (R\$);
CEND	Valor Esperado do Custo da Energia não Distribuída;
C_{CHAVE}	Custo referente à aquisição de uma nova chave de manobra;
C_{GD}	Custo de aquisição da unidade de Geração Distribuída ou custo referente à compra da energia fornecida pela GD, caso a concessionária não seja proprietária da unidade geradora;
C_{inv}	Custos anualizados associados aos investimentos no sistema;
$C_j(U_i)$	Custo de interrupção (R\$ / KW) do consumidor da classe <i>j</i> com uma duração média de interrupção U_i ;
C_{LIN}	Custo relativo à construção de uma linha para suprimento a um novo ponto de carga;
C_p	Custo referente à perda de 1 kW;
C_{perdas}	Custos anualizados relativos às perdas de energia;
$C_{RECONDUT}$	Custo associado ao recondutoramento de uma linha;
C_{RECONF}	Custo associado à manobra de abertura/fechamento de uma chave instalada no sistema;
C_{trans}	Custos anualizados referentes à importação de energia da transmissão;
Chave NA	Chave Normalmente Aberta;
Chave NF	Chave Normalmente Fechada;
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora;
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora;
Fit_i	Função de aptidão referente ao indivíduo <i>i</i> não factível;
Fit_{max}	Máximo valor do objetivo para uma determinada geração;

fp	Fator de penalização;
fp_{max}	Máximo fator de penalização;
fp_{min}	Mínimo fator de penalização;
Fob	Função objetivo a ser otimizada;
FOB_BACKWARD	Valor da função objetivo obtida na etapa Backward considerando os 3 estágios analisados;
FOB_FORWARD	Valor da função objetivo obtida na etapa Forward considerando os 3 estágios analisados;
FRC	Fator de recuperação do capital (decimal);
GD	Geração Distribuída;
g_{ij}	Condutância da linha i-j;
Gmax	Número máximo de gerações;
Gp_i	Grau de penetração da Geração Distribuída em relação à carga do sistema referente ao indivíduo i;
Gp_{max}	Máximo grau de penetração permitido;
i	Taxa anual de juros (decimal);
id_i	Número de soluções que dominam o indivíduo i;
$idom_i$	Número de soluções dominadas pelo indivíduo i;
L	Distância em km entre o novo ponto de carga e o ponto do sistema onde este será conectado;
L_i	Carga total instalada no bloco de carga i;
lbd	Taxa Média de Falha (ocorrências / ano);
n	Período de amortização (anos);
NB	Número de barras do sistema;
NBC	Número de blocos de carga;
NCL	Número total de classes de consumidores;
N_{ind}	Número de indivíduos analisados;
NL_{ener}	Número de linhas energizadas do sistema;
$ordem_{i,j}$	Posição do indivíduo i em relação ao objetivo j;
p_1, p_2, p_3, p_4 e p_5	Parâmetros de normalização;

P_{gi}	Potência ativa gerada na barra i;
p_{ij}	Fluxo de potência ativa na linha i-j;
p_{ij}^{\max}	Limite de fluxo de potência ativa na linha i-j;
PL_i	Carga ativa na barra i;
Pot_{imp}	Valor da potência importada da transmissão - MW;
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional;
Q_{gi}	Potência reativa gerada na barra i;
q_{ij}	Fluxo de potência reativa na linha i-j;
QL_i	Carga reativa na barra i;
QT_{\max}	Máxima queda de tensão verificada nos alimentadores;
rch	Tempo de chaveamento do dispositivo de proteção (horas);
rgd	Tempo de transferência relativo à Geração Distribuída (horas);
rrp	Tempo médio de reparo (horas);
rtr	Tempo de chaveamento para transferência de carga (horas);
SDMT	Sistemas de Distribuição de Média Tensão;
tm	Taxa de mutação;
tmax	Taxa de mutação máxima;
tmin	Taxa de mutação mínima;
$TUST_{media}$	Valor médio para as Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão - R\$ / MWh;
U_i	Tempo de Reparo Anual (horas / ano) referente ao bloco de carga i;
V_i	Magnitude de tensão na barras i;
V_i^{\min}, V_i^{\max}	Valores mínimo e máximo, respectivamente para a magnitude de tensão da barra i;
θ_{ij}	Diferença angular correspondente à linha i-j;
ρ_i	Probabilidade de ocorrência de cenário i;
Ω_i	Conjunto de linhas conectadas à barra i.

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

O problema de planejamento da expansão de redes de distribuição consiste, em linhas gerais, na determinação do local, da capacidade e de quando os reforços devem ser instalados, tendo como contrapartida a demanda a ser atendida, bem como dados geográficos, políticos e econômicos da região [1]. Sendo assim, busca-se saber onde, quando e com qual capacidade devem ser instalados novos reforços de modo a atender à demanda prevista a custo mínimo e com padrões de qualidade aceitáveis. Dentre os reforços usualmente considerados encontram-se reconduzimento de alimentadores existentes, manobra de chaves Normalmente Abertas (NAs) já instaladas na rede, instalação de novas chaves NAs, ampliação da capacidade e construção de novas subestações, construção de novos alimentadores, etc. Atualmente, a instalação de unidades de Geração Distribuída (GD) ou a compra de energia proveniente de empreendimentos de GD também podem ser consideradas como alternativas para atender ao crescimento da demanda. O planejamento está sujeito a dois parâmetros fundamentais, ou seja, o atendimento a restrições técnicas (limites de equipamentos, máxima queda de tensão admissível, radialidade, etc) e a otimização de objetivos econômicos, tais como, minimização de custos de investimento e operação, minimização dos custos relacionados ao montante de energia importada da transmissão, às perdas elétricas e à confiabilidade, etc.

O problema de planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica vem sendo objeto de estudo de muitos pesquisadores, principalmente durante as três últimas décadas.

A primeira linha de pesquisa concentra-se na tentativa da modelagem de todos os aspectos do problema de planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica. A partir da década de 70, os modelos nitidamente acompanharam os desenvolvimentos das áreas de pesquisa operacional e programação matemática, o que permitiu uma gradual implementação de novas características do problema. Tais características dizem respeito a aspectos como:

- Otimização conjunta de subestações e alimentadores, que nos primeiros modelos eram tratados de forma independente. É clara a inter-relação muito forte destes dois subproblemas, que levaram ao seu tratamento de forma conjunta. Nestes problemas, deseja-se saber onde, com qual capacidade (“quanto”) e quando serão instalados os novos reforços em subestações: novas ou ampliações de existentes; e os novos reforços na rede elétrica: novos alimentadores, novas chaves de manobra e recondutoramento de trechos existentes. Recentemente, a utilização de Geração Distribuída (GD) vem sendo estudada como mais uma alternativa de expansão da capacidade das redes de distribuição.
- Consideração de restrições relativas a critérios técnicos. Os modelos iniciais representavam basicamente a Primeira Lei de Kirchhoff, ou seja, atendimento da condição de balanço de demanda, sendo possível a incorporação da restrição de limites máximos de carregamento dos componentes da rede. Posteriormente, foram incorporadas restrições que permitiam a representação da Segunda Lei de Kirchhoff e a conseqüente limitação imposta sobre os níveis de tensão no sistema. Também o aspecto de radialidade do sistema pode ser considerado como uma restrição de operação das redes de distribuição e deve, sempre que possível, ser incorporada à formulação do problema de planejamento.

Mais recentemente, vários trabalhos trataram da consideração de múltiplos objetivos e incertezas nos modelos, através de extensões das técnicas de otimização convencionais, tais como, tomada de decisão com múltiplos objetivos, programação matemática probabilística e programação matemática fuzzy [2].

No entanto, apesar da evolução dos algoritmos tradicionais de otimização, estes não conseguiram acompanhar as dificuldades inerentes às características de explosão combinatória do problema de planejamento da expansão de redes de distribuição, face ao elevado número de variáveis envolvidas no processo. Assim sendo, uma segunda linha de pesquisa vem sendo desenvolvida com o intuito de viabilizar a modelagem do problema de planejamento para sistemas de dimensão real. Neste sentido, os Algoritmos Evolutivos e em particular os Algoritmos Genéticos (AGs) vem tendo grande aplicação em diversos problemas da engenharia, principalmente a partir da década de 80. Na área de sistemas elétricos de potência, muitas aplicações vêm sendo desenvolvidas com sucesso,

principalmente nestes últimos anos. Para o problema do planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica, alguns modelos foram propostos e mostraram grandes vantagens na utilização dos AGs, possibilitando a consideração de muitos aspectos do problema.

Este trabalho apresenta uma proposta de metodologia para o planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica utilizando Algoritmos Genéticos, onde alternativas convencionais de expansão, tais como, recondutoramento e instalação de novos alimentadores, reconfiguração da rede através da mudança do estado de chaves pertencentes ao sistema e instalação de novas chaves de manobra, são consideradas juntamente com a implantação ou compra de energia proveniente da Geração Distribuída. Aspectos relevantes ao problema de planejamento da expansão como a análise de múltiplos objetivos e a consideração de incertezas referentes aos valores de demanda e potências fornecidas pelas unidades de Geração Distribuída são abordados. Em uma primeira etapa, foi desenvolvido um modelo dedicado ao planejamento estático da expansão de redes de distribuição. Neste caso, o objetivo é determinar o local e a capacidade dos reforços a serem instalados no sistema. Em uma segunda etapa, foi elaborado um algoritmo incorporando na metodologia proposta uma estratégia para tratamento de múltiplos estágios de expansão, com o intuito de se determinar o momento apropriado para a instalação dos reforços.

I.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Basicamente os estudos referentes ao problema de planejamento da expansão de redes de distribuição podem ser divididos em duas categorias, como apresentado a seguir.

I.1.1 Planejamento Estático – Apenas 1 Estágio

O planejamento estático é realizado considerando apenas 1 estágio, ou seja, os valores das cargas e geração são mantidos constantes durante todo o processo, sendo que o objetivo se concentra na determinação de onde e com qual capacidade os reforços devem ser instalados no sistema. O horizonte de planejamento pode variar de acordo com o estudo,

podendo ser 1 ano, 5 anos, etc. A seguir são apresentados alguns trabalhos dedicados ao planejamento da expansão de redes de distribuição considerando apenas 1 estágio.

O algoritmo desenvolvido em [3] dedica-se ao problema da melhor localização para instalação de futuros alimentadores em sistemas de distribuição considerando um único estágio (planejamento estático). Neste trabalho, uma configuração radial é escolhida de forma aleatória para ser o ponto de partida para o processo de busca da melhor solução levando-se em consideração os custos referentes ao plano de expansão selecionado. O algoritmo baseia-se na troca de ramos (*Branch Exchange*), sendo que a resposta encontrada é muito dependente da condição inicial. Desta forma, para que o algoritmo possa se tornar mais robusto, é necessário executá-lo várias vezes, considerando-se diferentes configurações iniciais. Esta característica faz com que este algoritmo se torne ineficaz quando utilizado para planejamento de sistemas reais de grande porte. Fatores relacionados à confiabilidade não são abordados neste trabalho.

Em [4] o planejamento estático da expansão de sistemas de distribuição é modelado como um problema de Programação Não Linear, cujo objetivo é encontrar uma configuração radial que minimize os custos relacionados à manutenção do sistema, aquisição de novos equipamentos, perdas de potência e valores esperados de energia não distribuída sem que nenhuma restrição operacional seja violada. Neste trabalho, são consideradas as possibilidades de construção de novas subestações bem como a instalação de novos alimentadores. O algoritmo apresentado é desenvolvido utilizando a técnica de *Simulated Annealing*. Esta técnica é apropriada para a resolução de problemas de natureza combinatória, como é o caso do problema de planejamento de sistemas de distribuição.

Embora as configurações apresentadas como resultado dos testes realizados neste trabalho sejam radiais, em momento algum, os autores informam como a radialidade é garantida. Geralmente uma restrição de radialidade é inserida no modelo, mas neste caso este procedimento não é adotado. Uma outra questão que não é abordada neste artigo refere-se à definição da metodologia utilizada para resolução de um problema com múltiplos objetivos. Quando uma função objetivo é composta por vários termos, alguma técnica de solução deve ser empregada para que a configuração ótima sugerida pelo algoritmo apresente um resultado satisfatório para todos os objetivos considerados.

Os algoritmos apresentados em [5] e [6] utilizam Algoritmos Genéticos (AGs) como técnica de solução para o problema do planejamento estático da expansão de sistemas de

distribuição considerando possíveis reforços ou instalação de novos alimentadores e subestações. De acordo com o algoritmo sugerido em [5], além dos operadores genéticos tradicionais, tais como seleção, cruzamento, mutação e elitismo, é apresentado um novo operador com o objetivo de se obter soluções de melhor qualidade para sistemas de grande porte, o qual é denominado “epidemia”. A codificação inteira é adotada em substituição à codificação binária, a qual é utilizada na maioria das aplicações utilizando Algoritmos Genéticos. O algoritmo é desenvolvido para ser aplicado no planejamento estático, mas pode ser adotado também para a resolução do planejamento dinâmico, neste caso, considerando-se vários estágios. Para tanto, pode-se aplicar o conceito de programação pseudo-dinâmica. Aspectos relevantes como crescimento de carga, incertezas referentes à carga e geração não são mencionados neste trabalho.

O algoritmo apresentado em [6] sugere uma codificação baseada no conceito de Blocos de Carga com intuito de se obter apenas configurações radiais. Esta estratégia torna o algoritmo mais eficiente. As incertezas inerentes ao planejamento de redes de distribuição são tratadas através de técnicas baseadas em Lógica *Fuzzy*. Neste mesmo trabalho é feita uma análise a respeito do problema de reconfiguração de redes de distribuição de energia elétrica, também através da utilização de Algoritmos Genéticos como técnica de solução.

Números *fuzzy* são utilizados em [7] para se considerar as incertezas inerentes ao problema da expansão de redes de distribuição. Neste trabalho, são apresentados modelos de fluxo de potência *fuzzy* DC e AC para obtenção dos fluxos de potência, módulos e ângulos das tensões, etc.

Ainda baseado na teoria de números e operações aritméticas *fuzzy*, é apresentado em [8] um trabalho abordando o problema do planejamento de sistemas de distribuição sob a ótica de múltiplos objetivos e incertezas. Os vários objetivos são geralmente conflitantes, não havendo necessariamente uma única solução para o problema. O modelo permite determinar a melhor solução de compromisso, pertencente ao conjunto de soluções não dominadas, que melhor satisfaça as aspirações do tomador de decisão. A solução é interativamente obtida com a participação do planejador através de uma interface homem-máquina, sendo que o planejador fornece os intervalos de variação dos números *fuzzy* introduzidos nas funções objetivo e restrições do problema.

Em [9] é apresentado um algoritmo dedicado ao problema de expansão de sistemas de distribuição considerando a presença de Geração Distribuída (GD). O objetivo deste

trabalho é obter a melhor localização para instalação de novos alimentadores fazendo com que o sistema opere com segurança e o custo de investimento seja mínimo. Devido às incertezas inerentes à Geração Distribuída, dois cenários são considerados: (i) No primeiro cenário, é suposto que todos os geradores estejam operando com sua capacidade máxima. Neste caso, o sistema é alimentado pelas subestações e pelas GDs; (ii) No segundo cenário, é considerado que nenhuma GD esteja operando. Assim, o sistema é alimentado apenas pelas subestações. O melhor plano de expansão é definido considerando-se os dois cenários apresentados acima.

Algoritmos Genéticos são adotados como técnica de solução neste trabalho. Baseado em múltiplos cenários, é sugerido em [10] um algoritmo com o objetivo de se determinar quais linhas devem ser inseridas no sistema para que o perfil de tensão seja otimizado considerando-se a presença de Geração Distribuída. O algoritmo pode ser dividido em 4 fases, como apresentado a seguir: (i) Definição dos possíveis cenários para as unidades de Geração Distribuída e cargas; (ii) Determinação de todas as possíveis linhas a serem construídas; (iii) Determinação da configuração ótima para cada cenário através da utilização de um Algoritmo Genético (AG); (iv) Determinação de um índice de mérito para cada linha com possibilidade de ser construída em cada cenário. A função objetivo adotada neste algoritmo é composta apenas pelo quadrado da média do desvio de tensão, ou seja, fatores relacionados às perdas de potência, custos de investimentos e confiabilidade não são utilizados durante o processo de otimização, fato este que pode conduzir o algoritmo a resultados imprecisos. Outro aspecto não mencionado neste trabalho trata-se da radialidade, propriedade característica de sistemas de distribuição.

Em [11] e [12] a metodologia de *Busca Tabu* é aplicada para se resolver o problema do planejamento da expansão de sistemas de distribuição com o intuito de se determinar a melhor localização e capacidade de novos alimentadores e subestações. Em [11], o planejamento estático de sistemas de distribuição é modelado como sendo um problema de Programação Não Linear Inteira Mista. A função objetivo adotada neste trabalho refere-se somente à minimização dos custos de investimento, que são divididos em custos fixos e custos variáveis. As incertezas referentes aos valores futuros de demanda e custos de expansão são tratadas através da utilização de *Lógica Fuzzy*. Funções de pertinência triangulares são utilizadas para se representar as cargas, os fluxos de potência e as tensões. Esta representação permite que uma gama de valores referente a estas variáveis seja

analisada, fato este que pode provocar a violação de algumas restrições operacionais, tais como capacidade das linhas, máxima queda de tensão, entre outras. Com o objetivo de se determinar a qualidade da solução encontrada, um índice denominado “exposure” é criado. Este índice permite ao planejador avaliar o risco referente a cada possível plano de expansão. Em [12], este índice é acrescentado à função objetivo, juntamente com um termo relacionado à confiabilidade. Neste caso, a função objetivo se refere à minimização dos valores esperados de energia não distribuída, custos de investimento e índice de risco. Neste trabalho, as taxas de falha e de reparo também são consideradas como variáveis *fuzzy*. O algoritmo pode ser dividido em duas fases. Na primeira etapa, um conjunto de soluções não dominadas é selecionado como possíveis planos de expansão através da aplicação de um algoritmo baseado em *Busca Tabu*. Em uma segunda fase, uma das soluções determinadas na etapa anterior é selecionada como sendo o melhor plano de expansão de acordo com os valores da função objetivo e critérios definidos pelo planejador.

As referências [11] e [12] não apresentam as funções de pertinências adotadas para a representação dos valores de demanda, tensão, etc. Nestes trabalhos, termos relacionados ao perfil de tensão e às perdas de potência não são considerados na função objetivo. Outro aspecto desconsiderado se refere à presença de unidades de Geração Distribuída. Estes geradores influenciam diretamente na determinação do melhor plano de expansão e por isso devem ser incorporados ao problema de planejamento da expansão de redes de distribuição.

De [13] a [17] são apresentados trabalhos utilizando Algoritmos Genéticos com objetivo de se determinar a melhor localização e capacidade para as unidades de Geração Distribuída. Em [13] a melhor configuração é determinada com o intuito de se minimizar os custos de investimento e operação do sistema, sendo que a função objetivo adotada em [14] é composta por vários termos: (i) Custo de Investimento; (ii) Custo de Perdas; (iii) Custo da Energia Não Distribuída; (iv) Custo da Energia Negociada. Em uma primeira etapa, um conjunto de soluções não dominadas é determinado. De acordo com certos critérios definidos pelo planejador, uma solução é escolhida como sendo a melhor opção para a instalação de unidades de Geração Distribuída. Os Algoritmos Genéticos desenvolvidos em [13] e [14] utilizam populações iniciais geradas de forma randômica. Cada indivíduo é representado por um vetor contendo informações a respeito da presença ou não da Geração Distribuída. O tamanho dos cromossomos é proporcional ao número de pontos candidatos à instalação de GD. A construção de novas subestações e alimentadores não é considerada

nestes trabalhos, assim como as incertezas relacionadas ao crescimento de carga e potências geradas pelas GDs. Em [15], a função objetivo adotada se refere à minimização das perdas de potência ativa, número de GDs instaladas e quedas de tensão. Neste trabalho, as cargas são representadas através de um modelo não cronológico, no qual vários patamares são definidos. As incertezas referentes aos valores de potência gerada pelas unidades de Geração Distribuída, perdas de potência e quedas de tensão são tratadas através da utilização de números *fuzzy*. Fatores referentes à confiabilidade não são abordados neste trabalho. O algoritmo proposto em [16] pode ser dividido em três etapas: (i) Nesta etapa é determinado um conjunto de possíveis cenários correspondentes a diferentes valores de potência gerados pelas turbinas eólicas, sendo que cada cenário possui uma probabilidade de ocorrência; (ii) Em uma segunda etapa, para cada cenário considerado, é executado um Algoritmo Genético para se determinar a melhor localização e capacidade das unidades geradoras; (iii) Nesta etapa, considerando as alternativas obtidas na etapa (ii), as probabilidades de ocorrência de cada cenário e aplicando uma Teoria de Decisão, é determinada a melhor localização e capacidade das GDs. Neste trabalho, apenas turbinas eólicas são consideradas. Fatores relacionados à confiabilidade não são abordados. Ainda com objetivo de se determinar a melhor localização e capacidade da Geração Distribuída, é apresentado em [17] um algoritmo baseado em Programação Linear Inteira Mista. Para superar as limitações enfrentadas por este tipo de programação quando aplicada a redes reais, técnicas de redução de redes são adotadas tornando a metodologia viável. O modelo contempla tanto restrições inerentes ao problema de otimização de redes de distribuição como especificidades mercadológicas. A função objetivo é constituída pela receita referente à venda de energia pela concessionária a seus usuários finais, custos de energia negociada no mercado *spot* e em contratos bilaterais, custos operacionais das unidades de Geração Distribuída, custos de investimentos no sistema e custos relativos às perdas de energia nos alimentadores. As incertezas relativas às cargas e às unidades de Geração Distribuída são contempladas ao modelo através da utilização de números *fuzzy*. Aspectos referentes à confiabilidade não são abordados neste trabalho.

O trabalho apresentado em [18], assim como [14] também considera uma função objetivo constituída por vários termos como custo da confiabilidade, custos de investimentos e custos referentes às perdas de energia. Neste trabalho considera-se que o máximo grau de penetração da Geração Distribuída em relação à carga é de 15 %. As

unidades de Geração Distribuída são representadas como injeções fixas de potência ativa e reativa. O Objetivo deste trabalho é determinar a melhor localização e capacidade da GD levando-se em consideração custos de investimento e qualidade no suprimento elétrico às demandas instaladas no sistema. As incertezas relativas às cargas e Geração Distribuída não foram consideradas neste trabalho. O grau de penetração da Geração Distribuída em relação à carga também é objeto de estudo no trabalho desenvolvido em [19]. Neste caso, vários testes são realizados variando-se o grau de penetração e a tecnologia da GD com intuito de se observar a influência nas perdas de energia.

Em [20], o problema referente à melhor localização e capacidade das unidades de Geração Distribuída é resolvido através de técnicas heurísticas. As incertezas referentes às potências geradas pelas GDs são tratadas através da consideração de vários cenários. A partir de uma configuração inicial, para cada cenário são geradas possíveis configurações até que não se possa mais reduzir o valor referente à função objetivo considerada. Em uma segunda etapa, a melhor configuração é obtida através da aplicação de uma Teoria de Decisão. Este processo não garante que a solução ótima seja obtida, mas em geral, uma boa solução é determinada. Em [21] é apresentado um trabalho cujo objetivo também é a obtenção da melhor localização e capacidade das unidades de Geração Distribuída utilizando técnicas de Programação Linear, mas com enfoque especial na análise de curto-circuito devido a entrada em operação das GDs. A função objetivo considerada neste trabalho não foi apresentada. Aspectos como confiabilidade e incertezas referentes às cargas e potências fornecidas pela Geração Distribuída também não foram consideradas nesta análise.

O trabalho apresentado em [22] dedica-se ao problema do planejamento estático da expansão de redes de distribuição utilizando Algoritmos Genéticos como técnica de solução. A função de aptidão de cada indivíduo é composta pelos custos de investimento, perdas nos alimentadores e confiabilidade. No final do processo evolutivo, é fornecido ao planejador um conjunto de soluções não dominadas, denominadas pareto-ótimas, para que este, baseado em alguns critérios, possa definir qual o melhor plano de expansão a ser aplicado no sistema. Com intuito de tornar o algoritmo mais eficiente, novos operadores genéticos de seleção, cruzamento e mutação são desenvolvidos neste trabalho. Incertezas referentes às cargas não são consideradas. Em [23] é desenvolvido um algoritmo baseado em estratégias evolutivas com objetivo de se determinar o despacho ótimo para as unidades

de Geração Distribuída instaladas nos sistemas de distribuição. A função objetivo é constituída pelas perdas de potência, carregamentos nos alimentadores e níveis de tensão, sendo que a aptidão de cada indivíduo é obtida através de uma soma ponderada dos termos citados acima. Neste trabalho, fatores como melhoria da confiabilidade dos sistemas e incertezas relativos à Geração Distribuída não são considerados. Com objetivo de se determinar a melhor rota para atendimento a novos pontos de carga é apresentado em [24] um algoritmo no qual são consideradas as incertezas referentes aos valores das cargas a serem supridas. Simulações Monte Carlo são realizadas com objetivo de se obter múltiplos cenários de carga. A solução final do algoritmo apresenta várias configurações de boa qualidade, sendo uma, correspondente ao mínimo valor da função objetiva considerada. Aspectos como radialidade e Geração Distribuída não são abordados neste trabalho. A determinação da rota ótima para atendimento a novos pontos de carga também é objeto de análise no trabalho apresentado em [25]. O problema do planejamento estático da expansão de sistemas de distribuição é modelado neste trabalho como sendo um Problema de Programação Inteira Mista onde as variáveis contínuas correspondem aos valores dos fluxos de potência nas linhas e as variáveis discretas indicam os alimentadores a serem construídos para que a função objetivo constituída pelos custos de investimento, operação e de perdas seja minimizada. O modelo contempla a expansão de sistemas de distribuição em média e baixa tensão sem considerar a possibilidade de instalação de unidades de Geração Distribuída.

I.1.2 Planejamento Dinâmico – Múltiplos Estágios

O planejamento dinâmico é realizado considerando-se vários estágios, sendo que o objetivo se concentra na determinação de onde, quando e com qual capacidade os reforços devem ser instalados no sistema. A seguir são apresentados alguns trabalhos dedicados ao planejamento de redes de distribuição considerando-se múltiplos estágios.

Em [26] é apresentado um algoritmo baseado na técnica de permuta de ramos (*Branch Exchange*). O objetivo do algoritmo proposto é determinar uma configuração radial para cada estágio que atenda a demanda prevista e minimize os custos de investimento e operação do sistema. A possibilidade de construção de novas subestações ou ampliação da capacidade de subestações já existentes não é considerada neste trabalho.

Embora o algoritmo proposto seja dedicado ao planejamento contendo múltiplos estágios, o problema pode ser dividido em vários subproblemas de acordo com o número de estágios, que são resolvidos de forma independente através de um complexo algoritmo de forward/backward (direto/inverso). Para o primeiro estágio ($t = 1$), determina-se a configuração que atenda a demanda com um custo mínimo. Considerando a etapa de forward e fazendo ($t = t + 1$), determina-se o plano de expansão P_0 considerando este novo estágio. Neste ponto, verifica-se a possibilidade de obtenção de um plano de expansão melhor que o P_0 através da aplicação da etapa de backward. Se a etapa de backward não encontrar nenhum plano de expansão superior a P_0 , deve-se considerar um próximo ano e através da etapa de forward, determinar um plano de expansão considerando este novo estágio. Caso contrário deve-se considerar o novo plano de expansão determinado pela etapa de backward e retornar a etapa de forward. O processo é recursivo e termina após todos os estágios terem sido analisados. Os autores justificam a necessidade de se adotar este complexo procedimento devido à influência da condição inicial na qualidade do plano de expansão encontrado. Neste trabalho não é explicitado o critério adotado para obtenção dos valores das cargas para os diversos estágios. Fatores como perdas nos alimentadores e índices de confiabilidade também não são abordados. Utilizando a metodologia forward/backward citada acima, em [27] é apresentado um algoritmo que considera a possibilidade de ocorrência de falhas em equipamentos como, por exemplo, faltas em transformadores.

O algoritmo apresentado em [28] é baseado na troca de ramos (*Branch Exchange*). Em uma primeira fase, é determinado para cada estágio um conjunto de configurações radiais que apresentam o mínimo custo de investimento e operação do sistema sem que nenhuma restrição operacional seja violada. Em uma segunda etapa, é determinado para cada estágio o melhor plano de expansão para o sistema. Neste trabalho, além da possibilidade de reforços ou construção de novas subestações e alimentadores, também são consideradas possíveis instalações de capacitores shunt e reguladores de tensão. A determinação dos valores de demanda para todos os estágios leva em consideração as características de comportamento das classes de consumidores (residencial, comercial, etc) e as estações do ano. Novos possíveis pontos de carga também são analisados. Neste trabalho, fatores referentes à confiabilidade não são considerados.

Em [29] e [30] são apresentados algoritmos utilizando o conceito de programação pseudo-dinâmica, com intuito de se obter o melhor plano de expansão considerando vários estágios.

Em [29] são analisados a melhor localização, capacidade e instante de construção de novas subestações e alimentadores. O algoritmo pode ser dividido em duas fases. Na primeira fase o objetivo é obter informações sobre os valores de carga para cada estágio. O primeiro passo é dividir o sistema em várias áreas menores de acordo com suas coordenadas geográficas. Cada área é composta por vários pontos de carga que são reunidos em uma única barra de carga. O próximo passo é determinar para cada área do sistema as informações relativas aos valores de carga para cada estágio. Este procedimento é realizado através da utilização de séries temporais.

Determinadas as cargas para todos os estágios, inicia-se a segunda fase do algoritmo, cujo objetivo é determinar qual o melhor plano de expansão. Esta fase é realizada em duas etapas. Na primeira, o planejamento é realizado considerando-se apenas um estágio (Programação Estática). Neste caso, as cargas são mantidas constantes durante todo o processo, considerando-se os valores referentes ao último estágio. O objetivo desta etapa é determinar quais e onde os equipamentos devem ser instalados. Para cada novo equipamento candidato é atribuída uma variável que é determinada através da resolução de um problema de programação não-linear. Se a variável referente ao equipamento x for muito maior que 0 (zero), então este equipamento é selecionado para ser construído ou instalado. Na segunda etapa, a questão referente ao momento da instalação dos equipamentos selecionados na etapa anterior é considerada (Programação Dinâmica). Nesta etapa as informações obtidas a respeito do aumento de carga nas áreas do sistema são utilizadas. Neste caso, deve-se selecionar um estágio qualquer e considerando os valores de carga previstos para este estágio bem como os equipamentos candidatos à instalação determinados pela primeira fase do algoritmo, determinar o melhor plano de expansão para o respectivo estágio através da resolução de um problema de programação não linear. O processo é encerrado após todos os estágios terem sido considerados. Possibilidade de recondução em alimentadores e reforços em subestações já existentes não são considerados neste trabalho.

Em [30] o planejamento dinâmico da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica é modelado como um problema de Programação Linear Inteira Mista. Em uma

primeira fase, é realizado um estudo considerando-se o horizonte de planejamento, utilizando-se o Método Simplex. Nesta etapa são selecionados os equipamentos a serem inseridos no sistema durante o período de planejamento adotado, como por exemplo, novas subestações, e novos alimentadores. Também são consideradas as possibilidades de recondutoramento em alimentadores e reforços em subestações já existentes.

Em uma segunda fase, é realizado um plano de expansão considerando-se vários estágios. Este procedimento é realizado através de um algoritmo baseado na técnica de *Branch-and-Bound*. Fatores como radialidade, crescimento de carga, perdas em alimentadores e aspectos relacionados à confiabilidade não são considerados neste trabalho. Em [31] é desenvolvido um algoritmo de decomposição de múltiplos estágios que subdivide o problema do planejamento dinâmico da expansão de sistemas de distribuição em vários subproblemas de otimização de um único estágio. As soluções dos subproblemas são coordenadas através de uma estratégia de entrelaçamento. A função objetivo, não linear, inclui uma combinação de custos para a confiabilidade, porém é linearizada iterativamente por um coeficiente variável denominado “coeficiente de custo dinâmico”. O algoritmo desenvolvido neste trabalho não garante a otimalidade da seqüência de obras obtida.

O problema de planejamento da expansão de redes de distribuição considerando múltiplos estágios é analisado em [32] através do emprego de Algoritmos Genéticos. O algoritmo apresentado tem como objetivo determinar uma configuração ótima para cada estágio, sem que as restrições operacionais como, radialidade, capacidade das linhas, máxima queda de tensão nos alimentadores, etc, sejam violadas. Uma configuração que apresente violação de alguma restrição operacional é penalizada. Com este objetivo, é atribuído à sua função de aptidão um valor baixo. Desta forma, esta configuração terá menor probabilidade de ser selecionada para o processo de cruzamento e geração de novos indivíduos. A função objetivo adotada considera os custos de investimento no sistema, perdas de potência ativa, níveis de tensão e fatores referentes à confiabilidade. Aspectos como crescimento de carga e incertezas na geração e carga não são abordados neste trabalho.

As referências [33] e [34] são dedicadas ao problema de planejamento da expansão de sistemas de distribuição com Geração Distribuída baseadas em *Lógica Fuzzy*. Em [33] são apresentadas funções de pertinência adotadas para representação de geradores eólicos assim

como micro e mini geradores hidráulicos. Em [34], o planejamento considerando múltiplos estágios é realizado em duas etapas. Na primeira fase, *Simulated Annealing* é utilizado como técnica de solução para se contornar o problema da explosão combinatória, propriedade característica do problema de planejamento de sistemas de distribuição, com o objetivo de se obter um conjunto de possíveis e eficientes planos de expansão para o sistema em análise. Um índice de robustez é definido para cada configuração candidata. Este índice avalia o grau de violação das restrições operacionais. A função objetivo é composta por quatro termos: (i) minimização dos custos de investimento; (ii) minimização das perdas de potência nos alimentadores; (iii) maximização da confiabilidade do sistema; (iv) maximização do índice de robustez. Em uma segunda etapa, é realizado um estudo mais elaborado e somente as melhores configurações, de acordo com determinados critérios, são escolhidas como possíveis planos de expansão. Neste trabalho carga e geração são representadas por funções de pertinência.

Em [35] é apresentado um algoritmo dedicado ao planejamento dinâmico da expansão de sistemas de distribuição, cujo método proposto é composto por dois Algoritmos Genéticos (AGs) que atuam de forma interligada. O conceito de programação pseudo-dinâmica é empregado neste caso, onde o planejamento estático, referente ao horizonte de planejamento, é realizado pelo AG mestre. Nesta fase, o objetivo é determinar a melhor configuração para que a demanda correspondente ao horizonte de planejamento seja atendida. O planejamento dinâmico é determinado pelo AG escravo, ou seja, nesta etapa, é determinada a seqüência de obras a serem realizadas no sistema considerando-se vários estágios. As incertezas inerentes às cargas, unidades de Geração Distribuída, etc, são tratadas através da introdução de números *fuzzy*. Com o intuito de se verificar o grau de violação de restrições operacionais, é desenvolvido um índice, denominado índice de robustez. Este procedimento busca obter configurações mais robustas. As funções de pertinência utilizadas neste trabalho não são apresentadas, assim como as funções de aptidão empregadas tanto no AG mestre quanto no AG escravo. Algoritmos Genéticos e Lógica *Fuzzy* também são utilizados em [36] para se resolver o problema de planejamento da expansão de sistemas de distribuição considerando múltiplos estágios. Neste trabalho, as cargas são modeladas através de funções de pertinência trapezoidais. A função objetivo é composta por variáveis *fuzzy* como, por exemplo, perdas de potência, custos de investimento e valores esperados de energia não distribuída e por variáveis *crisp*, como o

índice de robustez. Os valores dos fluxos de potência e das perdas, módulos e ângulos das tensões para cada configuração candidata são determinados através da utilização de um fluxo de potência *fuzzy*. Operações *fuzzy* são realizadas com intuito de se obter o melhor plano de expansão, obtendo-se desta forma, para cada estágio, a melhor alternativa considerando a possibilidade de reforços e/ou construção de novas subestações e alimentadores. As funções de pertinência adotadas para representação das cargas, tensões, etc, não são apresentadas.

O trabalho desenvolvido em [37] dedica ao se ao planejamento dinâmico da expansão de redes de distribuição de energia elétrica baseado na técnica *Branch-and-Bound* e utilizando fluxo de potência linear. Neste trabalho são contempladas as seguintes alternativas de expansão: (i) Construção de novas subestações e ampliação de subestações existentes; (ii) Construção de novos alimentadores, recondutoramento e remoção de ramos existentes. A função objetivo é constituída pelos custos de investimentos, operação e manutenção da rede elétrica, sendo que a solução obtida busca a minimização do somatório destes custos trazido a valor presente para o primeiro estágio considerado..A possibilidade da instalação de unidades de Geração Distribuída não é considerada neste trabalho, bem como aspectos relacionados à confiabilidade e incertezas referentes às cargas. Em [38] o modelo apresentado em [37] é expandido para a incorporação da Geração Distribuída entre as alternativas de expansão analisadas.

Em [39] é apresentado um trabalho dedicado ao problema do planejamento dinâmico da expansão de sistemas de transmissão de energia elétrica com objetivo de obtenção da seqüência ótima de obras que minimize o Valor Presente do somatório dos investimentos realizados ao longo do horizonte de planejamento. Para a representação da rede de transmissão foi utilizado o Modelo de Transportes, sendo o problema de otimização resolvido com o auxílio da Decomposição de Benders e da técnica *Branch-and-Bound*. Diferentemente da programação pseudo-dinâmica, a metodologia desenvolvida nesta referência trabalha com todos os estágios analisados de forma simultânea. Assim, cada indivíduo tem o seu comportamento avaliado em todos os estágios, possibilitando ao planejador obter uma visão geral a respeito do desempenho de cada configuração candidata.

I.2 CONTRIBUIÇÕES DA TESE

Conforme descrito anteriormente, este trabalho apresenta uma metodologia dedicada ao planejamento da expansão de redes de distribuição considerando múltiplos objetivos e alternativas de expansão, incertezas da carga / geração e múltiplos estágios de planejamento.

A metodologia proposta apresenta algumas contribuições em relação aos trabalhos utilizados como referências para a elaboração desta tese, através da incorporação coordenada de vários aspectos que foram tratados separadamente em outros trabalhos, salientando-se:

- A consideração da Geração Distribuída como opção de expansão juntamente com alternativas convencionais;
- A inclusão das incertezas relacionadas à demanda e à potência gerada ou contratada de empreendimentos de GD;
- A adoção de uma função objetivo bastante abrangente, que considera múltiplos objetivos técnicos e econômicos a serem atendidos na estratégia de expansão, tais como perdas elétricas, montante de energia importada da transmissão, perfil de tensão, confiabilidade e custos de investimento e operação;
- A consideração do planejamento a múltiplos estágios para expansão de redes de distribuição considerando Geração Distribuída, incertezas e diversos termos na função objetivo;
- A possibilidade de realização de análises comparativas entre métodos de otimização multi-objetivo, como as soluções obtidas por soma ponderada das funções objetivo, por soma de custos e pela técnica de Pareto.

Recentemente alguns trabalhos dedicados ao planejamento da expansão de redes de distribuição vêm considerando a Geração Distribuída como uma alternativa interessante para melhoria do desempenho dos sistemas, bem como para uma redução dos custos de operação, como visto em [13], [14], [15], [16] e [18]. Os trabalhos mencionados

consideram como alternativas de expansão apenas as unidades de Geração Distribuída, diferentemente desta proposta que considera a GD juntamente com alternativas convencionais de expansão.

As referências [5], [13], [14], [18], [21], [22], [23], [32] e [37] não consideram as incertezas inerentes ao problema de planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica. Neste trabalho serão apresentadas duas metodologias para se considerar as incertezas referentes às cargas e potências fornecidas pelas unidades de Geração Distribuída. A não consideração das incertezas pode levar à obtenção de soluções que não condizem com a realidade, devido ao elevado número de imprecisões contidas no processo.

Em [11] e [13], as funções objetivo adotadas consideram apenas os custos de investimento e operação. Os custos da confiabilidade foram introduzidos em [12] adicionalmente aos custos de investimento. A otimização do perfil de tensão constitui a função objetivo adotada em [10], sendo que em [15] e [23] este termo é adicionado às perdas elétricas. O custo das perdas também é introduzido na função objetivo dos trabalhos divulgados em [14], [18], [34] e [35] juntamente com os custos de investimento e confiabilidade. Em algumas referências avaliadas neste trabalho, como em [15] e [16], por exemplo, a confiabilidade não é considerada no momento da definição da melhor alternativa de expansão. Nesta tese a função objetivo adotada é bastante abrangente, sendo composta por vários termos como perdas, montante de energia importada da rede de transmissão, perfil de tensão, custos de investimento e indicadores de confiabilidade, proporcionando como solução uma alternativa de expansão robusta e eficiente.

A maioria das referências consideradas neste trabalho, dedicadas ao planejamento dinâmico da expansão de sistemas de distribuição, não contempla a possibilidade de implantação de unidades de Geração Distribuída, com exceções às referências [33], [34] e [35]. As referências [26], [27], [28], [29], [30], [31] e [32] não consideram as incertezas inerentes ao problema de planejamento considerando múltiplos estágios. Este trabalho apresenta uma metodologia dedicada ao problema de planejamento a múltiplos estágios de redes de distribuição, incluindo a Geração Distribuída juntamente com alternativas convencionais de expansão. A função objetivo adotada é constituída por vários termos de naturezas distintas e muitas vezes conflitantes como custos de investimentos, índices de confiabilidade e perdas elétricas. O método proposto contempla também as incertezas referentes às cargas e potências fornecidas pelas unidades de Geração Distribuída.

I.3 ARTIGOS PUBLICADOS EM DECORRÊNCIA DESTE TRABALHO

- MARTINS, V.F., BORGES, C.L.T., “Distribution Systems Expansion Planning Considering the Exploitation of Distributed Generation by a Multi-Objective Genetic Algorithm”, **CIREN**, Vienna – Austria, Maio / 2007.
- MARTINS, V.F., BORGES, C.T.L., “Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição Considerando Múltiplas Alternativas e Geração Distribuída Baseado em Algoritmos Genéticos Multi-Objetivos”, **XVII Congresso Brasileiro de Automática – CBA**, Juiz de Fora – Brasil, Setembro / 2008.

I.4 ESTRUTURA DA TESE

Além deste capítulo, este trabalho é composto por mais 5 capítulos e 2 apêndices.

O capítulo II apresenta a formulação do problema de planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica.

No capítulo III é apresentada uma síntese dos conceitos de Algoritmos Genéticos e de Otimização Multi-objetivo.

O capítulo IV apresenta a metodologia proposta para se resolver o problema do planejamento da expansão de redes de distribuição, com todos os detalhes relevantes, como aspectos referentes ao tratamento de múltiplos objetivos, consideração de incertezas e consideração de múltiplos estágios..

No capítulo V são apresentados e discutidos os resultados obtidos através da aplicação da metodologia desenvolvida. Para tanto, é utilizado um sistema extraído da literatura contendo 33 barras, no qual vários testes são realizados. Com intuito de se verificar a eficácia da metodologia proposta, são realizados vários testes comparativos em um sistema clássico de 14 barras. E finalmente a metodologia desenvolvida é aplicada a um sistema real de 177 barras de uma distribuidora do Rio de Janeiro.

O capítulo VI contém as conclusões obtidas e propostas para continuação do trabalho.

O Apêndice A apresenta os artigos publicados durante a elaboração deste trabalho.

O Apêndice B contém a descrição dos principais dados referentes aos sistemas de 14, 33 e de 177 barras utilizados neste trabalho como sistemas teste.

CAPÍTULO II

PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

O problema do planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica pode ser formulado como um problema de programação não-linear mista, contendo variáveis contínuas, como tensões, ângulos das barras, potências importadas da transmissão (ativa e reativa) e variáveis discretas, tais como, os estados das chaves (abertas ou fechadas), as capacidades das unidades de Geração Distribuída a serem instalados no sistema e os indicadores de recondução, dentre outras.

Desta forma o problema de planejamento da expansão de sistemas de distribuição pode ser formulado como:

$$\text{Min Fob} \quad (\text{II.1})$$

sa:

$$Pg_i - PL_i - \sum_{j \in \Omega_i} p_{ij} = 0 \quad (\text{II.2})$$

$$Qg_i - QL_i - \sum_{j \in \Omega_i} q_{ij} = 0 \quad (\text{II.3})$$

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad (\text{II.4})$$

$$-p_{ij}^{\max} \leq p_{ij} \leq p_{ij}^{\max} \quad (\text{II.5})$$

$$Gp_i \leq Gp_{\max} \quad (\text{II.6})$$

$$\text{Radialidade} \quad (\text{II.7})$$

$$\text{Alternativas de expansão} \quad (\text{II.8})$$

onde:

Fob Função objetivo a ser otimizada;

Pg_i , Qg_i Potência ativa e reativa geradas na barra i , respectivamente;

PL_i, QL_i	Carga ativa e reativa na barra i , respectivamente;
p_{ij}, q_{ij}	Fluxo de potência ativa e reativa na linha $i-j$, respectivamente;
Ω_i	Conjunto de linhas conectadas à barra i ;
V_i	Magnitude de tensão na barras i ;
V_i^{\min}, V_i^{\max}	Valores mínimo e máximo, respectivamente para a magnitude de tensão da barra i ;
p_{ij}^{\max}	Limite de fluxo de potência ativa na linha $i-j$;
Gp_i	Grau de penetração da Geração Distribuída em relação à carga do sistema referente ao indivíduo i ;
Gp_{\max}	Máximo grau de penetração permitido;
Radialidade	Restrição responsável pela manutenção da radialidade na rede;
Alternativas de expansão	Alternativas vislumbradas para o atendimento à demanda com qualidade e confiabilidade, como instalação de novas chaves de manobra, recondutoramento e construção de novos alimentadores, instalação de GD, entre outras.

Com intuito de se obter um sistema capaz de atender à demanda com qualidade e confiabilidade a um mínimo custo, investimentos e manobras operativas devem ser realizadas na rede, tais como: recondutoramento de trechos existentes, manobra de chaves já instaladas na rede, instalação de novas chaves de manobra normalmente abertas (NA), ampliação da capacidade e construção de novas subestações, construção de novos alimentadores, além da possibilidade de instalação de unidades de Geração Distribuída ou compra de energia proveniente destas unidades pertencentes à Produtores Independentes. Neste trabalho serão consideradas como alternativas de expansão da rede, todas estas possibilidades, a exceção de investimentos em subestações, tendo em vista que o escopo deste trabalho está destinado ao planejamento da expansão de Sistemas de Distribuição de Média Tensão (SDMT) [1], juntamente com a Geração Distribuída. Será também considerada a necessidade de expansão da rede para atendimento a novos pontos de carga.

Um aspecto inerente ao planejamento da expansão de redes de distribuição se refere às incertezas relativas às cargas bem como às potências geradas pelas unidades de Geração Distribuída [20]. Estas incertezas podem ser representadas através da aplicação de “Lógica

Fuzzy” [11] e [35], métodos probabilísticos [24] ou através da introdução de cenários de carga e geração [10] e [20]. Neste trabalho serão apresentadas duas metodologias para tratamento das incertezas mencionadas acima baseadas na teoria de cenários.

No planejamento estático da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica, o objetivo é determinar onde e com qual capacidade os reforços deverão ser instalados na rede. Neste caso apenas 1 estágio deverá ser analisado. Já no planejamento dinâmico, além dos objetivos mencionados anteriormente, deseja-se saber quando cada reforço deverá ser introduzido na rede. Neste caso vários estágios deverão ser considerados. Neste trabalho serão analisados 3 estágios conforme previsto no PRODIST [1] com objetivo de obter a melhor cronologia para realização das obras de expansão na rede de distribuição em análise.

A seguir, apresentam-se as principais características da função objetivo bem como das restrições que visam garantir a qualidade de operação dos sistemas de distribuição, adotadas neste trabalho.

II.1 FUNÇÃO OBJETIVO

A função objetivo adotada neste trabalho, equação (II.1), é composta por: (i) Custos anualizados referentes às perdas de energia; (ii) Custos anualizados relativos aos valores esperados de energia não distribuída (CEND); (iii) Máxima queda de tensão nos alimentadores; (iv) Custos anualizados associados aos investimentos em reforços na rede de distribuição; (v) Custos anualizados referentes aos encargos com a energia importada da transmissão, como mostrado a seguir:

$$fob = \frac{C_{perdas}}{p_1} + \frac{CEND}{p_2} + \frac{QT_{max}}{p_3} + \frac{C_{inv}}{p_4} + \frac{C_{trans}}{p_5} \quad (II.9)$$

onde:

C_{perdas}	Custos anualizados relativos às perdas de energia – R\$ / KWh;
CEND	Valor Esperado do Custo da Energia não Distribuída - R\$ / KWh;
C_{inv}	Custos anualizados associados aos investimentos no sistema – R\$;

QT_{\max}	Máxima queda de tensão verificada nos alimentadores – p.u;
C_{trans}	Custos anualizados referentes à importação de energia da transmissão – R\$ / KWh;
p_1, p_2, p_3, p_4 e p_5	Parâmetros de normalização.

A função objetivo apresentada em (II.9) é constituída por termos de naturezas distintas e que necessitam ser normalizados para que a ordem de grandeza dos diferentes objetivos seja a mesma, obtendo-se desta forma uma solução compromissada com todos os termos considerados. Entretanto, a determinação dos parâmetros de normalização não se constitui em uma tarefa trivial e influencia diretamente na qualidade da solução obtida. No capítulo (IV) serão apresentadas algumas alternativas examinadas para a determinação dos parâmetros de normalização.

Em vista disso, outras funções objetivo foram analisadas neste trabalho, conforme será descrito a seguir.

II.1.1 Variações da Função Objetivo

Como os limites máximo e mínimo dos módulos das tensões permitidos na operação da rede são considerados como restrições do problema, a retirada do termo de máxima queda de tensão da função objetivo não implica em mudança significativa da solução. Este procedimento pode ser realizado através da consideração de um parâmetro de normalização infinito para o termo correspondente à máxima queda de tensão (p_3). Os termos restantes da função objetivo referem-se apenas a valores de custos e neste caso, podem ser somados sem a necessidade da normalização de cada objetivo, ou seja, p_1, p_2, p_4 e p_5 são unitários. Este fato é muito importante, pois elimina a interferência do planejador no processo, visto que nesta situação não há necessidade de determinação dos parâmetros de normalização. A equação (II.10) apresenta a função objetivo constituída apenas por custos anualizados, correspondentes às perdas de energia, investimento, CEND e encargos com a importação de energia da transmissão.

$$fob = C_{perdas} + CEND + C_{inv} + C_{trans} \quad (II.10)$$

Com o intuito de se obter uma função objetivo ainda mais abrangente, constituída por termos de naturezas distintas e não apenas custos, é apresentado em (II.11) uma função objetivo constituída por termos relacionados às perdas de energia, à indicadores de confiabilidade, aos custos de investimento e à energia importada da transmissão.

$$\text{fob} = \text{Perdas} + \text{DEC} + \text{FEC} + C_{\text{inv}} + C_{\text{trans}} \quad (\text{II.11})$$

onde:

Perdas	Perdas de potência ativa nos alimentadores;
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora;
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora.

II.1.2 Descrição dos Objetivos Considerados

II.1.2.1 Perdas de Energia

As perdas de potência ativa em uma linha genérica conectada entre as barras i e j são calculadas de acordo com a expressão (II.12).

$$\text{Perdas}_{ij} = g_{ij} \cdot [V_i^2 + V_j^2 - 2 \cdot V_i \cdot V_j \cdot \cos \theta_{ij}] \quad (\text{II.12})$$

onde:

Perdas_{ij}	Perdas de potência ativa na linha $i-j$;
g_{ij}	Condutância da linha $i-j$;
V_i, V_j	Magnitudes de tensão nas barras i e j , respectivamente;
θ_{ij}	Diferença angular correspondente à linha $i-j$.

Os custos anualizados referente às perdas de energia são obtidos de acordo com a equação (II.13).

$$C_{\text{perdas}} = C_p \cdot 8760 \cdot \sum_{n \in \Omega} \text{Perdas}_n \quad (\text{II.13})$$

onde:

C_p	Custo referente à perda de 1 kW;
8760	Total de horas referentes a 1 ano;
Ω	Conjunto de linhas do sistema;
Perdas_n	Perda de potência ativa na linha n .

Cabe destacar que, tanto para o cálculo das perdas como das tensões e fluxos nos alimentadores, foi considerado neste trabalho um valor de demanda média ou seja, uma média dos valores de demanda estimados para o ano em análise. Desta forma, considerou-se que estes valores se mantêm constantes durante as 8760 horas do ano.

II.1.2.2 Valor Esperado do Custo da Energia Não Distribuída (CEND)

Os sistemas de distribuição de energia elétrica são, em geral, operados de forma radial embora possuam recursos para conexão de ramais em situações de emergência. Essa forma de operação facilita a avaliação da confiabilidade desse tipo de rede, tendo em vista que técnicas analíticas podem ser utilizadas com precisão. A técnica usual para avaliação da confiabilidade nesse caso é baseada na análise dos modos de falha e respectivos efeitos na confiabilidade, utilizando as equações básicas de cálculo de índices de confiabilidade em sistemas com elementos conectados em série. Com intuito de se avaliar a confiabilidade do sistema, vários índices podem ser estimados, como por exemplo, Freqüência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), Valor Esperado do Custo da Energia Não Distribuída (CEND), entre outros.

O CEND é uma estimativa do custo da energia não distribuída em razão da falha de componentes na rede e pode ser calculado de acordo com a expressão (II.14).

$$\text{CEND} = \sum_{i=1}^{\text{NBC}} \sum_{j=1}^{\text{NCL}} L_i \cdot U_i \cdot C_j(U_i) \quad (\text{II.14})$$

onde:

NBC	Número de blocos de carga. Um bloco de carga corresponde ao conjunto de cargas, trechos e elementos da rede conectados entre dispositivos de proteção ou manobra, tais como, chaves seccionadoras, religadores, fusíveis, etc;
NCL	Número total de classes de consumidores;
L_i	Carga total instalada no bloco de carga i ;
U_i	Tempo de Reparo Anual (horas / ano) referente ao bloco de carga i ;
$C_j(U_i)$	Custo de interrupção (R\$ / kW) do consumidor da classe j com uma duração média de interrupção U_i .

De acordo com a expressão (II.14), pode se observar que o cálculo do CEND leva em consideração fatores como custos de interrupção referentes a cada classe consumidora (residencial, comercial, industrial, etc) e tempo médio de interrupção [40], equipamentos de proteção e manobra instalados na rede, e alternativas de reforços, como por exemplo, instalação de unidades de Geração Distribuída e chaves de manobra. Neste trabalho foi considerada a possibilidade de operação de forma ilhada por parte da rede em condições de contingência, desde que haja condições para tal fato. A localização e capacidade dos dispositivos de proteção e reforços na rede influenciam diretamente o cálculo do Tempo de Reparo Anual (U). A figura (II.1) apresenta o fluxograma referente ao algoritmo utilizado para a determinação de U para cada bloco de carga [41].

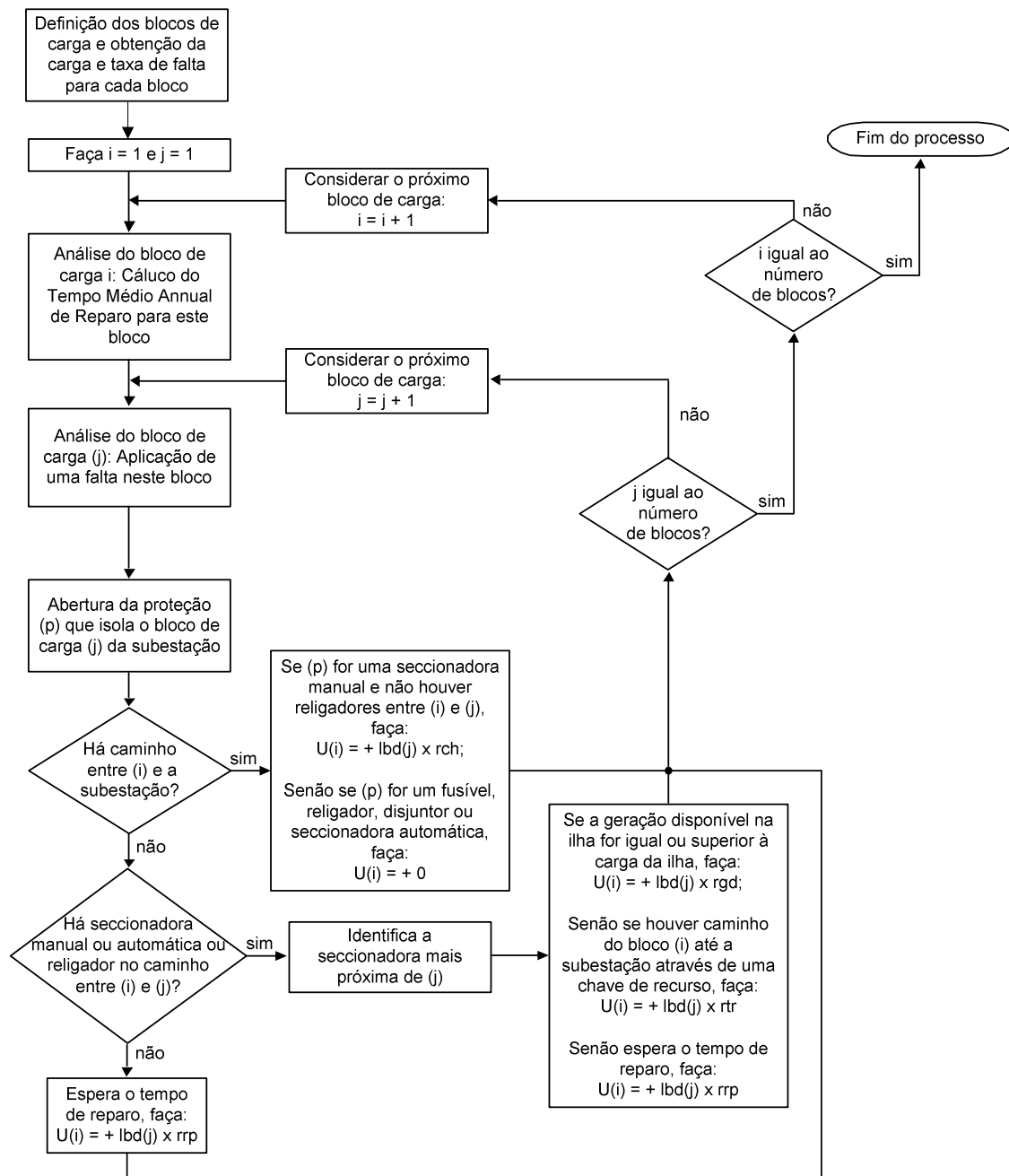


Figura II.1: Fluxograma para cálculo do Tempo de Reparo Anual

onde:

- i Contador de blocos de carga para cálculo do Tempo Médio Anual de Reparo;
- j Contador de blocos de carga para aplicação de faltas;
- p Dispositivos de proteção;

lbd	Taxa Média de Falha (ocorrências / ano);
rch	Tempo de chaveamento do dispositivo de proteção (horas);
rgd	Tempo de transferência relativo à Geração Distribuída (horas);
rtr	Tempo de chaveamento para transferência de carga (horas);
rrp	Tempo médio de reparo (horas).

As incertezas referentes à disponibilidade de energia das unidades de GD baseadas em fontes intermitentes de energia, como os geradores eólicos, são consideradas na etapa de cálculo da geração disponível na ilha formada considerando-se uma falta em um determinado bloco de carga. Para cada unidade de Geração Distribuída do tipo eólica é utilizada uma curva de disponibilidade de geração conforme desenvolvido em [42] e [43]. Esta curva representa a probabilidade de ocorrência dos diversos valores de geração, considerando a variação da velocidade dos ventos e a probabilidade de falha das turbinas eólicas. A figura (II.2) mostra um exemplo de uma curva típica de disponibilidade de geração eólica.

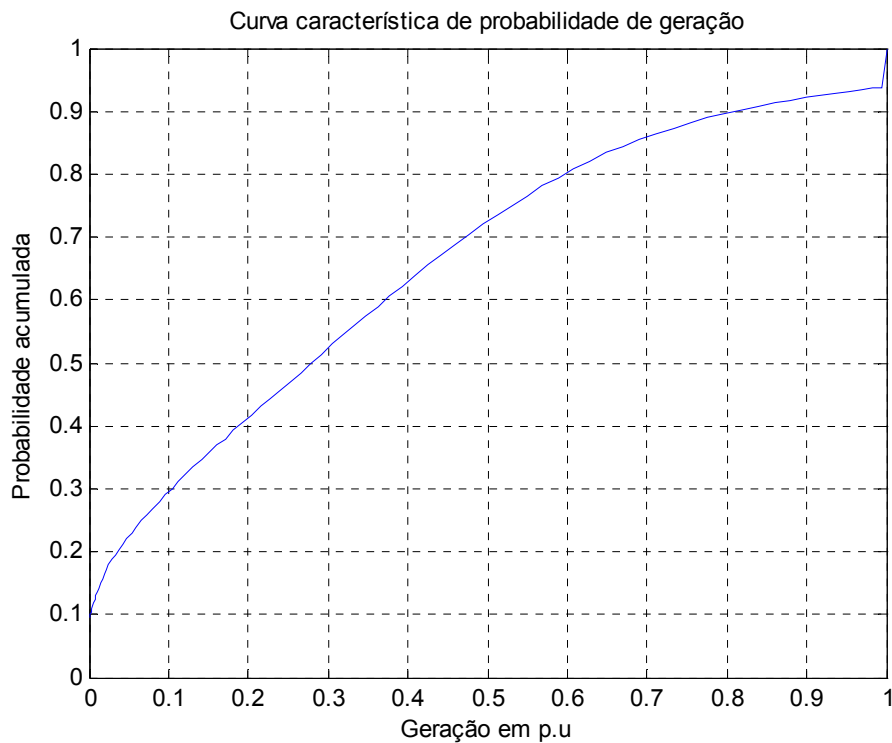


Figura II.2: Curva típica de disponibilidade de geração eólica

Considerando a curva de disponibilidade de geração, pode-se obter o valor de potência gerada por cada gerador eólico durante o período de análise considerado, através das seguintes etapas:

- 1) Sorteia-se aleatoriamente um número entre 0 e 1 e considera-se este número como sendo o valor correspondente à probabilidade acumulada de geração para a unidade geradora em análise;
- 2) Através da curva de disponibilidade de geração e da probabilidade determinada no item anterior, determina-se o valor da potência gerada em p.u. durante o período considerado;
- 3) Utiliza-se este valor para o cálculo da potência gerada na ilha.

Este procedimento é adotado apenas para os geradores eólicos. Devido às características de não intermitência da fonte primária de energia, os geradores térmicos são considerados como valores constantes de potência gerada durante o período considerado.

II.1.2.3 Custos de Investimento

Este termo da função objetivo corresponde aos custos anualizados referentes às alternativas de reforços consideradas neste trabalho, como instalação de unidades de Geração Distribuída ou compra de energia da GD, recondutoramento de linhas, reconfiguração da rede através da mudança do estado de algumas chaves, instalação de novas chaves de manobra e construção de alimentadores para atendimento a novos pontos de carga, como apresentado a seguir:

$$C_{inv} = C_{GD} + C_{RECONF} + C_{CHAVE} + C_{RECONDUT} + C_{LIN} \quad (II.15)$$

onde:

C_{GD}	Custo de aquisição da unidade de Geração Distribuída ou custo referente à compra da energia fornecida pela GD, caso a concessionária não seja proprietária da unidade geradora;
C_{RECONF}	Custo associado à manobra de abertura/fechamento de uma chave instalada no sistema;
C_{CHAVE}	Custo referente à aquisição de uma nova chave de manobra;
$C_{RECONDUT}$	Custo associado ao recondutoramento de uma linha;
C_{LIN}	Custo relativo à construção de uma linha para suprimento a um novo ponto de carga.

Os custos anuais referentes às opções de reforços consistem da anualização do capital investido [44] e podem ser obtidos através das expressões (II.16) e (II.17).

$$FRC = \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1} \quad (II.16)$$

$$CA = FRC \cdot CE \quad (II.17)$$

onde:

FRC	Fator de recuperação do capital (decimal);
i	Taxa anual de juros (decimal);
n	Período de amortização (anos);
CA	Custo anualizado (R\$ / ano);
CE	Custo do equipamento (R\$).

II.1.2.4 Custos da Energia Importada da Transmissão

Com objetivo de acessar as instalações da Rede Básica, a distribuidora deve celebrar com o Operador Nacional do sistema (ONS) o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST, e com a concessionária detentora das instalações de transmissão no ponto de conexão, o Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão – CCT [45].

Os encargos referentes ao CCT independem do montante de energia contratado pela distribuidora e, portanto, não serão considerados neste trabalho. Em contrapartida, a redução do montante da demanda importada da Rede Básica representa um decréscimo no CUST e será incorporado às funções objetivo aqui propostas. Com objetivo de quantificar esta redução, será utilizado um valor médio para as Tarifas de Uso de Sistemas de Transmissão (TUST) apresentado em [46], o qual será multiplicado pela demanda importada da Rede Básica, como mostrado a seguir:

$$C_{\text{trans}} = \text{TUST}_{\text{media}} \cdot 8760 \cdot \text{Pot}_{\text{imp}} \quad (\text{II.18})$$

onde:

- C_{trans} Encargos referentes ao Uso dos Sistemas de Transmissão – R\$ / ano;
 $\text{TUST}_{\text{media}}$ Valor médio para as Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão - R\$ / MWh;
 Pot_{imp} Valor da potência importada da transmissão – MW.

II.1.2.5 DEC e FEC

Os valores referentes ao DEC e ao FEC podem ser obtidos de acordo com as expressões apresentada a seguir:

$$\text{DEC} = \frac{\sum U_i \cdot N_i}{N_t} \quad (\text{II.19})$$

$$\text{FEC} = \frac{\sum \lambda_i \cdot N_i}{N_t} \quad (\text{II.20})$$

onde:

- N_i Número de consumidores conectados ao bloco de carga i ;

N_t	Número total de consumidores;
λ_i	Taxa de falha referente ao bloco de carga i .

II.2 RESTRIÇÕES

II.2.1 Balanço de Potência Ativa e Reativa

As restrições de balanço de potência ativa e reativa, equações (II.2) e (II.3), analisam diretamente o estado da rede, em que as leis de Kirchhoff (“lei dos nós” e “lei das malhas”) devem se manter em equilíbrio a todo instante, objetivo este alcançado através da solução do fluxo de potência. As potências ativa e reativa geradas das equações (II.2) e (II.3) podem ser fornecida pela GD ou importadas da transmissão via subestação de distribuição.

II.2.2 Níveis de Tensão

O nível de tensão no consumidor é determinado pela tensão na subestação e pela queda de tensão nas linhas de distribuição de energia elétrica e transformadores, variando com flutuações nos níveis de consumo.

Geralmente, as quedas de tensão são divididas em dois grupos: flutuações lentas e flutuações rápidas. As variações lentas não podem ser percebidas imediatamente, sendo causadas, principalmente, por variações graduais nos consumos e por flutuações na tensão dos barramentos das subestações. Este tipo de flutuação tem uma importância relevante na eficiência e tempo de vida útil dos equipamentos dos consumidores. Normalmente, é imposto um limite máximo de desvio em relação à tensão nominal nas flutuações de tensão nas redes de distribuição de energia elétrica.

As flutuações de tensão lenta têm, portanto, uma grande importância na qualidade de serviço e, conseqüentemente, devem ser consideradas no processo de planejamento da expansão das redes de distribuição de energia elétrica, equação (II.4). Os limites máximo e mínimo referentes às tensões nodais, atendendo aos valores estabelecidos em [47] são apresentados na tabela (II.1).

Tabela II.1: Níveis de tensão em regime para redes de distribuição de Média Tensão

Classificação da Tensão	Faixa de variação em relação à tensão nominal
Adequada	$0,93 \leq V \leq 1,05$
Precária	$0,9 \leq V < 0,93$
Crítica	$V < 0,9$ ou $V > 1,05$

II.2.3 Fluxo de Potência nas Linhas

O máximo valor de fluxo de potência passante nas linhas, equação (II.5), está associado à máxima corrente que pode circular por um condutor elétrico dependendo de sua bitola, isolamento, condições de operação, etc, de modo a não causar uma elevação da temperatura e perdas excessivas.

II.2.4 Radialidade

A restrição de radialidade é um dos fatores que mais adiciona complexidade ao problema de planejamento de sistemas de distribuição, visto que não é fácil representar estas restrições através de relações algébricas e, portanto, se torna muito difícil utilizar algoritmos baseados em técnicas convencionais de otimização. No problema de planejamento, as chaves energizadas estão fechadas (chaves Normalmente Fechadas - NF) e as chaves de recurso (chaves Normalmente Abertas - NA) estão abertas. Portanto, uma operação de chaveamento, envolve a troca de posição de duas chaves pertencentes a um mesmo laço do sistema, sendo que se uma chave NA for fechada, uma chave NF deve ser aberta, para que o sistema permaneça operando de forma radial. Uma condição necessária, mas não suficiente para se garantir a radialidade, é apresentada pela equação (II.21):

$$NL_{\text{ener}} = NB - 1 \quad (\text{II.21})$$

onde:

- NL_{ener} Número de linhas energizadas do sistema;
- NB Número de barras do sistema.

A representação da restrição de radialidade no problema de planeamento da expansão de sistemas de distribuição proposta neste trabalho é baseada na técnica desenvolvida em [48], com algumas considerações adicionais, como será visto no capítulo (IV).

II.2.5 Alternativas de Expansão

Com intuito de se garantir o atendimento à demanda de energia elétrica com qualidade, confiabilidade e economia, durante o horizonte de planeamento, investimentos e manobras operativas devem ser realizadas na rede, tais como: recondutoramento de trechos existentes, manobra de chaves já instaladas na rede, instalação de novas chaves de manobra, ampliação da capacidade e construção de novas subestações, construção de novos alimentadores, além da possibilidade de instalação de unidades de Geração Distribuída ou compra de energia proveniente destas unidades pertencentes à Produtores Independentes. Nesta tese serão consideradas como alternativas de expansão da rede, todas estas possibilidades, a exceção de investimentos em subestações visto que o enfoque deste trabalho se concentra no planeamento da expansão de Sistemas de Distribuição de Média Tensão (SDMT) [1], juntamente com a Geração Distribuída.

As alternativas de expansão correspondem às variáveis discretas presentes no modelo de otimização apresentado neste capítulo para resolver o problema do planeamento da expansão de redes de distribuição de energia elétrica, equações (II.1) a (II.8). Cada alternativa de expansão é representado por uma variável discreta que indica a realização ou não de tal investimento, como apresentado abaixo:

- Alteração da topologia da rede através da instalação de novas chaves de manobra ou através da mudança do estado das chaves NAs instaladas na rede.

- 0 Pode representar a não instalação de uma nova chave de manobra ou a manutenção da atual chave NA, ou seja, a configuração do respectivo laço é mantida inalterada neste caso;
- i Representa o número da chave que deve ser aberta no respectivo laço.

- Recondutoramento de trechos de alimentadores.
 - 0 Representa o não recondutoramento do trecho i ;
 - 1 Representa o recondutoramento do trecho i .

- Instalação de unidades de Geração Distribuída
 - 0 Representa a não instalação de GD na barra k ;
 - i Representa a instalação da GD na barra k com capacidade i KW.

- Construção de alimentadores para atendimento a novos pontos de carga.
 - 0 Representa a não construção do trecho i ;
 - 1 Representa a construção do trecho i .

II.2.6 Grau de Penetração da GD

O Grau de Penetração corresponde à relação entre o montante de potência fornecida pela GD e a carga total do sistema. No Brasil, o maior grau de penetração permitido é de 10% [1].

II.3 INCERTEZAS

A consideração das incertezas referentes à demanda e à potência gerada pela Geração Distribuída é de fundamental importância para obtenção de um plano de expansão adequado. As incertezas podem ser incorporadas ao planejamento da expansão de redes de distribuição através da utilização de Lógica *Fuzzy*, métodos probabilísticos ou através da consideração de múltiplos cenários. Neste último, para cada patamar de carga e valor de geração pode ser atribuído um cenário com sua respectiva probabilidade de ocorrência. Os diversos cenários podem ser analisados de forma individualizada ou de forma simultânea considerando as suas probabilidades de ocorrência. Na primeira alternativa é obtida para cada cenário uma alternativa de expansão, ao passo que na segunda alternativa é fornecida

ao planejador uma única alternativa de expansão já considerando todos os cenários considerados. Maiores detalhes em relação ao tratamento dado às incertezas neste trabalho serão fornecidos no capítulo (IV).

II.4 MÚLTIPLOS OBJETIVOS

Geralmente diversos objetivos são considerados durante o processo de planejamento da expansão de redes de distribuição. Nesta proposta serão considerados os Custos relacionados às perdas de energia, Valor Esperado do Custo da Energia Não Distribuída, Duração Equivalente da Interrupção por Unidade Consumidora, Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora, Máxima queda de tensão nos alimentadores, Custos relacionados aos investimentos realizados na rede e Custos referentes à importação de energia da transmissão. Para o tratamento dos diversos objetivos citados, existem algumas possibilidades como, por exemplo, a ponderação da função objetivo, a determinação de um conjunto das soluções Pareto-ótimas, etc. Neste trabalho os diversos objetivos serão incorporados ao planejamento da expansão para a determinação de um plano de expansão comprometido com todos os termos mencionados anteriormente. Para tanto serão apresentadas diferentes funções objetivos e atribuídos diferentes tratamentos a estas funções. Detalhes serão apresentados no capítulo (IV).

II.5 PLANEJAMENTO ESTÁTICO E COM MÚLTIPLOS ESTÁGIOS

O planejamento estático da expansão de sistemas de distribuição consiste basicamente na determinação de onde e com qual capacidade devem ser instalados os reforços para que o sistema opere com eficiência e mínimo custo global. O problema considera apenas 1 estágio que caracteriza o horizonte de planejamento. Considerando a configuração da rede, geração disponível e demanda prevista para o horizonte de planejamento, geralmente definido como 5 anos [1], determina-se o local e a capacidade dos reforços a serem instalados neste período.

Diferentemente do planejamento estático, o planejamento a múltiplos estágios é realizado considerando-se vários estágios, sendo que o objetivo se concentra na determinação de quando, onde e com qual capacidade os reforços devem ser instalados no

sistema. De acordo com as informações obtidas em [1], deve-se considerar um horizonte de planejamento de 5 anos, totalizando 3 estágios, sendo que o primeiro refere-se ao ano (1), o segundo ao ano (2) e o terceiro estágio engloba as obras a serem realizadas nos últimos 3 anos, considerando a evolução da rede, geração e carga.

O modelo de otimização apresentado neste capítulo, equações (II.1) a (II.8), se dedica ao planejamento estático da expansão de redes de distribuição. Neste caso, o modelo descrito é executado apenas uma vez, oferecendo como solução o conjunto de obras a serem implantadas na rede considerando o ano horizonte do estudo. Para que este modelo seja expandido para a realização do planejamento a múltiplos estágios, é necessário que se leve em consideração na análise no estágio (i), as obras determinadas para o estágio ($i - 1$) [29] e [30]. Neste caso, o modelo proposto deve ser aplicado n vezes, onde n representa o número de estágios analisados. Nesta situação, o modelo apresenta como solução a seqüência de obras a serem implantadas em cada estágio considerado. No capítulo (IV) serão apresentados mais detalhes tanto para o planejamento estático como para o planejamento considerando múltiplos estágios.

CAPÍTULO III

ALGORITMOS GENÉTICOS E OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO

Os Algoritmos Genéticos (AG) caracterizam-se como um algoritmo de busca estocástica baseado em heurísticas inspiradas nos mecanismos naturais da genética dos seres vivos [49]. As variáveis do problema devem ser codificadas utilizando cromossomos artificiais, geralmente estruturados como vetores binários, de tal forma que o AG possa manipulá-los. Cada cromossomo representa um ponto de busca no espaço de soluções, sendo denominado indivíduo. O AG trabalha com uma população de indivíduos e a ciclos estes indivíduos passam pelo processo de seleção e sofrem a ação de operadores genéticos (cruzamento e mutação), todos estes de caráter aleatório, produzindo desta forma uma nova geração de indivíduos. O processo de seleção é polarizado de tal forma a privilegiar a sobrevivência das melhores soluções disponíveis até o presente momento. Os operadores de cruzamento e mutação são responsáveis pelo intercâmbio de informações entre os indivíduos e pela exploração do espaço de busca. A ação dos mecanismos de seleção, cruzamento e mutação sobre a população, permite a descoberta e a replicação de conjuntos de bits importantes ou blocos construtores, que se reunidos em um ou mais indivíduos, em posições apropriadas, produzem soluções bem mais adaptadas. De fato, embora trabalhando sobre uma população finita, conjectura-se que o AG avalie a cada geração, de modo implícito e em paralelo, um número elevado de planos para blocos construtores. Antes da apresentação do algoritmo propriamente dito, algumas metáforas biológicas devem ser apresentadas para um melhor entendimento. Sendo assim, têm-se as seguintes:

- Indivíduo: corresponde a uma solução viável ou não;
- População: conjunto de soluções viáveis ou não;
- Gerações: cada etapa do processo evolutivo.

Com estas três metáforas apresentadas pode-se então partir para a explicação do Algoritmo Genético, o qual é iniciado com uma população geralmente gerada de forma

aleatória. O tamanho da população é fixo e deve ser tal que cubra o espaço de busca de maneira uniforme para não prejudicar o desempenho do algoritmo.

Com a população inicial gerada, calcula-se através de uma função denominada função de aptidão, o valor de aptidão para cada um dos indivíduos e aplicam-se os operadores genéticos. O primeiro operador genético é o de seleção, onde este tem como objetivo selecionar os indivíduos mais aptos à reprodução. O número de indivíduos selecionados é consequência de um parâmetro denominado taxa de cruzamento. Depois dos indivíduos serem selecionados, aplica-se o operador de cruzamento para a formação da nova população. Por último aplica-se o operador de mutação em determinados indivíduos da nova população cujo número é dado pela taxa de mutação.

Posteriormente com a nova população, são calculados os novos valores de aptidão para os novos indivíduos e assim se repete o processo até que o critério de convergência adotado seja alcançado. A solução final corresponde ao indivíduo ou conjunto de indivíduos que apresentarem os melhores valores de aptidão entre todas as gerações.

Os Algoritmos Genéticos são capazes de resolver problemas complexos (com muitas variáveis, funções descontínuas, derivadas complicadas, etc), por se tratar de um método probabilístico. É um algoritmo que não impõe muitas limitações em relação à busca das melhores soluções, sendo sua única referência uma função denominada de função de aptidão.

A estrutura do Algoritmo Genético é apresentada na figura (III.1).

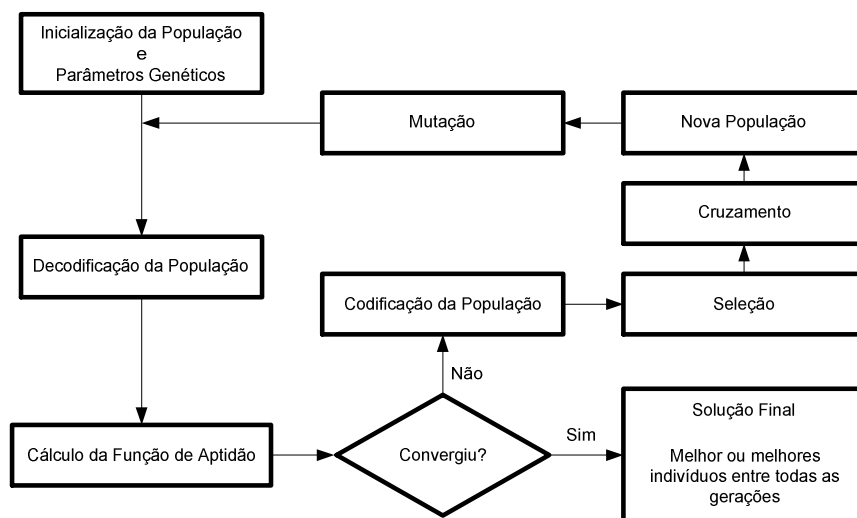


Figura III.1: Estrutura de um Algoritmo Genético

III.1 FUNÇÃO DE APTIDÃO

Cada problema de otimização a ser resolvido tem associada uma função de aptidão. O valor da função de aptidão de cada indivíduo corresponde ao desempenho ou mérito deste indivíduo, que é supostamente proporcional à sua utilidade ou habilidade. A escolha adequada da função de aptidão é de fundamental importância para a obtenção de uma solução de boa qualidade.

III.2 OPERADORES GENÉTICOS

Os operadores genéticos são responsáveis pelo processo de otimização do qual compreende a seleção e diversificação da espécie durante várias gerações (ou seja, pelo processo de otimização). Eles fazem com que indivíduos mais aptos tenham uma maior probabilidade de cruzamento e desta forma conservam suas melhores características de adaptação para seus descendentes, em consequência, indivíduos com baixa adaptabilidade se perdem durante as gerações. Esta diversificação faz com que os indivíduos se adaptem melhor ao seu meio e conseqüentemente chegando a uma população com valores de aptidão na maioria das vezes ótimos.

Basicamente os operadores genéticos são divididos em três categorias, sendo estas descritas abaixo:

- Seleção;
- Cruzamento;
- Mutação.

III.2.1 Operador de Seleção

O operador de seleção tem como objetivo selecionar os indivíduos mais adaptados ao seu meio ambiente para sofrer a ação dos operadores de cruzamento e mutação e conseqüentemente gerar uma população mais adaptada ao seu nicho ecológico. Deste modo, as gerações futuras terão uma menor probabilidade de serem extintas. Dentre as

várias formas possíveis de seleção, destacam-se a Seleção por Roleta e a Seleção por Torneio, como descrito a seguir.

III.2.1.1 Seleção por Roleta

Neste caso os indivíduos são escolhidos de acordo com os valores de sua função de aptidão, sendo que quanto melhores forem os cromossomos, maiores serão as chances de serem selecionados. A largura da seção da roleta referente a cada cromossomo é proporcional ao valor da sua função de aptidão. Para a seleção de um determinado indivíduo, sorteia-se aleatoriamente um número entre 0 e 1 e verifica-se a qual cromossomo este número corresponde. O processo prossegue até que o número de indivíduos selecionados atinja um valor desejado.

III.2.1.2 Seleção por Torneio

Neste método n indivíduos são escolhidos de forma aleatória, com a mesma probabilidade. O cromossomo, entre os escolhidos, que apresenta o melhor valor de aptidão é selecionado para compor a população intermediária. O processo prossegue até que o número de indivíduos selecionados seja o desejado.

III.2.2 Operador de Cruzamento

O operador de cruzamento tem como objetivo realizar a troca do material genético dos genitores escolhidos pelo operador de seleção durante o cruzamento. Desta forma, seus descendentes herdarão parte das características de um genitor e parte do outro. Com isso, as características dos genitores mais adaptados serão conservadas de geração em geração pelos seus descendentes, fazendo com que estes se adaptem melhor ao meio em que vivem. Este operador é realizado em um número fixo de indivíduos regidos por uma taxa de cruzamento. Dentre as várias formas possíveis de cruzamento, destacam-se o cruzamento por “1 ponto de corte” e por “2 pontos de corte”.

III.2.2.1 Cruzamento por “1 ponto de corte”

Neste caso, 1 ponto de cruzamento é escolhido e a partir dele as informações genéticas dos genitores são transferidas aos descendentes. Uma representação é mostrada nas figuras (III.2) e (III.3) com o tamanho do cromossomo de 8 bits, codificação binária e supondo que tenha sido escolhida aleatoriamente a posição (3) para o corte:

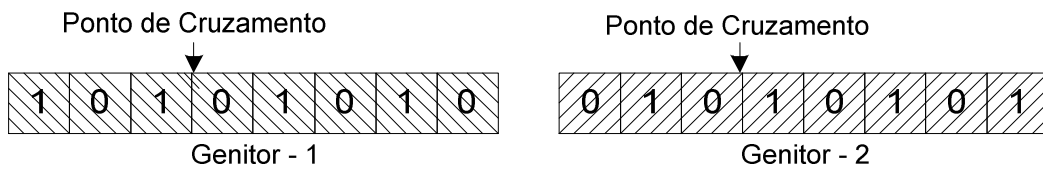


Figura III.2: Cromossomos dos Genitores – “1 Ponto de Corte”

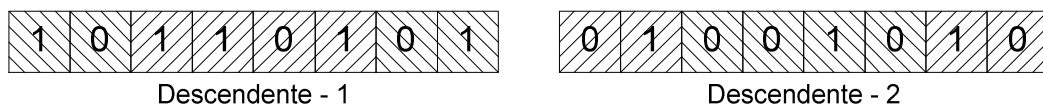


Figura III.3: Cromossomos dos Descendentes – Cruzamento por “1 Ponto de Corte”

III.2.2.2 Cruzamento por “2 ponto de corte”

Neste tipo de cruzamento, os cromossomos dos genitores são divididos em “2 pontos de corte” e seus descendentes recebem estes “pedaços” de modo alternado. Uma representação é mostrada nas figuras (III.4) e (III.5) supondo que tenham sido escolhidas aleatoriamente as posições (2) e (6) para o corte:

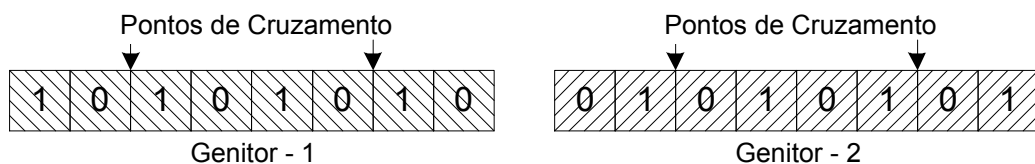


Figura III.4: Cromossomos dos Genitores – “2 Pontos de Corte”

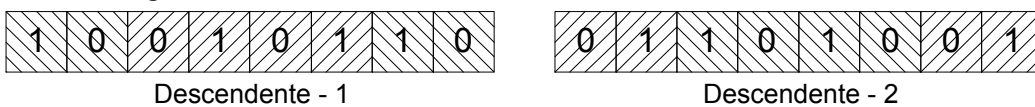


Figura III.5: Cromossomos dos Descendentes – Cruzamento por “2 Pontos de Corte”

III.2.3 Operador de Mutação

O operador de mutação tem como objetivo de inserir novas características aos descendentes e até mesmo o de restaurar as características perdidas a cada geração. O processo faz com que alguns descendentes de cada geração, regidos por um percentual denominado taxa de mutação, sofram uma troca no valor de um de seus bits ou genes. A posição do bit é escolhida de forma aleatória. Dentre os vários tipos de mutação difundidos na literatura, destaca-se a mutação por troca de bit. Neste tipo de mutação, escolhe-se aleatoriamente uma posição de um descendente e nesta posição faz-se a troca do valor do bit. As figuras (III.6) e (III.7) apresentam uma representação para uma melhor visualização do processo.



Figura III.6: Cromossomo de um dos Descendentes

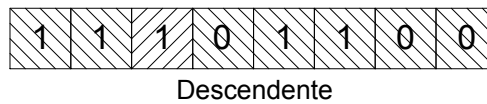


Figura III.7: Cromossomo Após Mutação

III.3 PARÂMETROS GENÉTICOS

Alguns parâmetros influenciam diretamente no desempenho e até mesmo na convergência dos Algoritmos Genéticos. Estes podem influenciar mais ou menos dependendo da aplicação dos mesmos [50].

Dentre os diversos tipos de parâmetros, tem-se:

- Tamanho da população;
- Taxa de cruzamento;

- Taxa de Mutação;
- Convergência
- Elitismo.

A seguir são descritas as principais características de cada parâmetro para uma melhor compreensão dos Algoritmos Genéticos.

III.3.1 Tamanho da População

O tamanho da população influi diretamente no desempenho e eficiência do AG. Para populações muito pequenas, o algoritmo não abrange um espaço de busca satisfatório para a sua convergência e em consequência deste fato pode resultar em uma convergência prematura. Para populações muito grandes, o espaço de busca fica muito bem representado no domínio do problema, mas em compensação o algoritmo requer um elevado esforço computacional. Portanto, o ajuste deste parâmetro deve ser realizado por um operador com bastante experiência para que o algoritmo tenha um funcionamento adequado.

III.3.2 Taxa de Cruzamento (tc)

Este parâmetro indica quantos indivíduos da população irão reproduzir. Com uma taxa de cruzamento muito baixa, o algoritmo se torna lento, pois existirá pouca diversidade da população a cada geração. Para uma taxa de cruzamento alta, a população poderá ter uma perda no seu material genético, já que quase toda a população será substituída pelos seus descendentes.

III.3.3 Taxa de Mutação (tm)

Este parâmetro indica quantos indivíduos da população irão sofrer mutação. Com uma taxa de mutação muito baixa, o algoritmo pode ficar estagnado em um determinado valor, não ótimo. Uma taxa de mutação alta faz com que o algoritmo fique muito aleatório, de modo que uma boa solução pode ser perdida durante o processo.

III.3.4 Convergência

A convergência é um parâmetro que indica quando o algoritmo chegou a uma solução próxima ou igual ao ótimo global. Basicamente, existem três tipos de critério de convergência. O primeiro é designado pelo número máximo de gerações. Neste critério, independentemente se o algoritmo chegou ou não em uma solução satisfatória, este vai evoluir até um determinado número fixo de gerações. No segundo critério, são calculados, a cada geração, a média e o maior/menor, dependendo da aplicação, valor da função aptidão na população. Se a diferença entre eles for menor que uma determinada tolerância, cujo valor deverá ser próximo de zero, o algoritmo é considerado como estando convergido, chegando assim em uma solução satisfatória. O último critério é baseado em um tempo fixo de parada, que independente da evolução do algoritmo, este converge quando o tempo corrente se iguala ao tempo prefixado. Dependendo da aplicação, outros critérios de convergência podem ser estabelecidos.

III.3.5 Elitismo

O elitismo é adotado para contribuir para uma convergência satisfatória do algoritmo. Este método faz com que a melhor solução de uma determinada geração não seja perdida pela não seleção à reprodução. Assim, a cada geração, o melhor indivíduo, sendo escolhido ou não para a reprodução, passa automaticamente para as próximas gerações até que se encontre outro indivíduo melhor. Caso a função objetivo a ser otimizada seja composta por vários termos, como por exemplo, perdas de energia, CEND e custos de investimento, a estratégia adotada é transferir para a geração seguinte os indivíduos que possuem as melhores soluções para cada termo citado acima [22].

III.4 CODIFICAÇÃO

Os Algoritmos Genéticos trabalham com os indivíduos codificados em uma estrutura cromossômica ou cadeia de caracteres, sobre os quais são aplicados operadores genéticos. Cada gene representa uma variável na formação do indivíduo. A codificação é necessária

para a aplicação dos operadores genéticos. Atualmente, existem diversos tipos de codificação e a escolha da mesma, vai depender do problema a ser utilizado. Dentre as diversas possibilidades, destacam-se a codificação inteira e a codificação binária.

III.5 OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO

A otimização multiobjetivo é um passo à frente da otimização monoobjetivo convencional, a qual é conduzida na direção de um único objetivo. As modernas técnicas de otimização multiobjetivo permitem a integração de maneira sistemática dos diversos objetivos a serem otimizados, os quais são em geral conflitantes. Tal procedimento é capaz de tornar mais clara a relação de compromisso entre esses diversos objetivos, e dessa forma a análise de alternativas pode ser feita com maior precisão [2].

Com o objetivo de se determinar a melhor solução ou um conjunto formado pelas melhores soluções de acordo com os objetivos considerados, duas técnicas de solução são bastante difundidas na literatura, ambas empregadas juntamente com Algoritmos Genéticos: a soma ponderada e a técnica de Pareto.

III.5.1 Soma Ponderada

Um método clássico para a resolução de problemas multiobjetivos utiliza o conceito de pesos (parâmetros de ponderação) para cada um dos objetivos, que representam o grau de importância de cada objetivo no problema [2]. Neste caso, o problema se constitui na otimização de apenas 1 objetivo.

Desta forma, para cada indivíduo pertencente a uma dada geração, tem-se:

$$fob_j = \min \sum_{i=1}^m p_i \cdot F_i \quad (III.1)$$

onde:

fob_j Função objetivo referente ao indivíduo j ;

m	Número de objetivos considerados;
p_i	Parâmetro de ponderação referente ao objetivo i ;
F_i	Valor correspondente ao objetivo i .

Esta metodologia possui alguns pontos positivos, tais como fácil implementação e possibilidade de utilização com técnicas tradicionais de otimização. Entretanto, este método é muito subjetivo dado que a definição dos parâmetros de ponderação não é uma tarefa simples e uma escolha inadequada pode não retratar o problema real. Para ilustrar esta idéia, considere o exemplo apresentado a seguir:

$$fob = \min (p_1 \cdot x_1 + p_2 \cdot x_2)$$

onde:

p_1 e p_2	Parâmetros de ponderação referentes aos objetivos (1) e (2), respectivamente;
x_1 e x_2	Valores correspondentes aos objetivos (1) e (2), respectivamente.

Para uma simples análise, considere que o primeiro indivíduo possua x_1 igual a 20 e x_2 igual a 80, ao passo que o segundo indivíduo possui x_1 igual a 50 e x_2 igual a 60. Com o objetivo de se destacar a importância da correta determinação dos parâmetros de ponderação, dois casos serão analisados, como segue:

a) Neste primeiro caso, tem-se p_1 e $p_2 = 1$

Nesta situação:

Indivíduo 1 : $fob = 20 + 80 = 100$;

Indivíduo 2 : $fob = 50 + 60 = 110$;

Pode-se observar que o indivíduo (1) seria determinado como sendo a solução para o problema em análise, visto que este apresenta uma função objetivo cujo valor é inferior ao valor da função objetivo correspondente ao indivíduo (2).

b) Neste segundo caso, tem-se $p_1 = 1$ e $p_2 = 2$

Nesta situação:

Indivíduo 1 : $fob = 20 + 160 = 180$;

Indivíduo 2 : $fob = 50 + 120 = 170$;

Pode-se observar que neste exemplo o indivíduo (2) seria escolhido como sendo a solução para o problema em análise, visto que este apresenta uma função objetivo cujo valor é inferior ao valor da função objetivo correspondente ao indivíduo (1).

Estes dois casos mostram a influência direta da escolha dos parâmetros de ponderação na qualidade da solução obtida.

III.5.2 Técnica de Pareto

Uma alternativa para se resolver problemas com múltiplos objetivos refere-se à técnica de Pareto, na qual não apenas uma solução é obtida, mas sim um conjunto de soluções, denominadas Pareto-ótimas, que são submetidas a um processo decisório para a determinação das melhores soluções possíveis considerando todos os objetivos em análise.

O conceito de otimalidade de Pareto foi formulado por Vilfredo Pareto em 1896 e constitui a origem dos estudos da otimização multiobjetivo. De acordo com esse conceito, uma solução de um problema de minimização é considerada Pareto-ótima se não existir outra solução factível que cause o decréscimo do valor de um dos objetivos sem o acréscimo simultâneo de pelo menos um dos demais [51]. Este conceito é muito importante para se estudar problemas práticos, onde os objetivos geralmente são conflitantes, como é o caso do planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia onde, por exemplo, o aumento da confiabilidade acarreta em um aumento do custo de investimento.

A figura (III.8) exemplifica esse conceito. Nela estão representadas três soluções factíveis de um problema de minimização de dois objetivos.

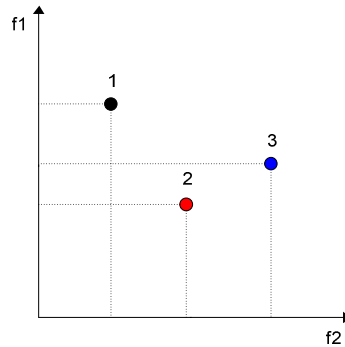


Figura III.8: Exemplo fictício para demonstração da técnica de Pareto

De acordo com a figura (III.8), as soluções (1) e (2) são denominadas de soluções não dominadas ou Pareto-ótimas. Já a solução (3) é considerada dominada, pois existe pelo menos uma solução, no caso a solução (2) que possui valores menores para ambos os objetivos. A solução (3) é dita, portanto dominada pela solução (2).

De acordo com o critério de otimalidade de Pareto, as soluções (1) e (2) seriam as melhores soluções para o problema, fazendo parte do conjunto de soluções Pareto-ótimas.

A figura (III.9) apresenta uma curva contendo um conjunto de soluções Pareto-ótimas para determinado problema de minimização de duas funções com objetivos antagônicos. A região abaixo da curva abriga as soluções não factíveis. Em contrapartida, as soluções localizadas acima da curva são soluções factíveis, porém dominadas pelas Pareto-ótimas. Os pontos extremos da curva correspondem às soluções ótimas individuais de cada função.

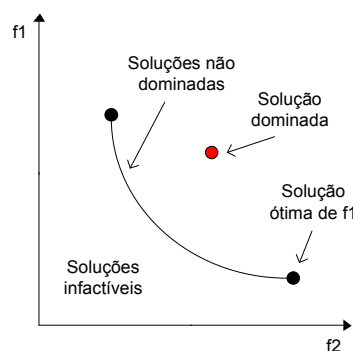


Figura III.9: Representação das possíveis soluções para um problema qualquer

Com o objetivo de se enfatizar o conceito de dominância, considere o seguinte conjunto composto por possíveis soluções correspondentes a um problema de minimização a dois objetivos, mostrado na Tabela III.1.

Tabela III.1: Possíveis soluções para um determinado problema

x	$f_1(x)$	$f_2(x)$
1	10	5
2	8	10
3	7	12
4	7	11
5	13	6

Aplicando-se o conceito de dominância apresentado acima, pode-se concluir que as soluções (1), (2) e (4) são soluções não dominadas ao passo que as soluções (3) e (5) são dominadas pelas soluções (4) e (1), respectivamente.

Dentre as inúmeras metodologias encontradas na literatura dedicadas ao tratamento de problemas de otimização multiobjetivo baseadas em Algoritmos Evolucionários, destacam-se as descritas a seguir.

III.5.2.1 VEGA

O VEGA (Vector Evaluated Genetic Algorithms) é considerado o primeiro trabalho dedicado aos problemas de otimização multiobjetivo baseado em algoritmos evolucionários [52]. O software de domínio público “GENESIS” [53] foi modificado pela criação de um laço no procedimento de seleção original, fazendo com que o processo de seleção seja realizado de forma separada para cada objetivo considerado. Este procedimento de seleção independente para cada objetivo constitui-se na única diferença do VEGA em relação a um Algoritmo Genético simples.

A cada geração são geradas K subpopulações de tamanho N / K , onde K corresponde ao número de objetivos considerados e N refere-se ao tamanho da população total. Estas subpopulações são misturadas para a obtenção de uma nova população de tamanho N, sobre a qual são aplicados os operadores de cruzamento e mutação.

O algoritmo funciona bem nas primeiras gerações, mas em alguns casos deixa de pesquisar regiões promissoras no espaço de busca. A seleção independente dos indivíduos provoca a especialização da população e como consequência deste fato tem-se a convergência da população inteira na direção da região das soluções ótimas individuais após um grande número de gerações. Esta característica de especialização não é

interessante, já que se procura a diversidade das soluções para um maior conhecimento do problema analisado, bem como maiores alternativas de solução para o planejador.

III.5.2.2 MOGA

O MOGA (Multi-objective Optimization Genetic Algorithm) [54] utiliza um procedimento de ordenamento não dominado, sendo que toda a população é verificada e os indivíduos não dominados recebem uma posição ou ordem igual a 1. Os demais indivíduos são posicionados de acordo com a não dominância deles em relação ao restante da população, sendo que a posição no ordenamento de cada indivíduo é definida como sendo o número de indivíduos que o dominam mais 1. No final do processo poderão existir muitos indivíduos compartilhando a mesma posição no ordenamento. A rotina de seleção usa este ordenamento para selecionar ou excluir blocos de pontos até escolher os indivíduos para reprodução. Este tipo de atribuição de aptidão por blocos leva a produzir uma grande pressão de seleção que pode causar convergência prematura. Com o objetivo de se distribuir a população através da região ótima de Pareto, o método da formação de nichos é empregado. O maior destaque deste trabalho se encontra na utilização do ordenamento dos indivíduos por critérios de dominância.

III.5.2.3 NSGA

O NSGA (Nondominated Sorting Genetic Algorithm) [55] faz uso de um processo de ordenamento na etapa de seleção juntamente com um método voltado para a criação de nichos. A diferença deste método em relação a um algoritmo genético convencional está apenas no modo como o operador de seleção é empregado. Os demais operadores genéticos são os usuais da técnica.

Antes que o operador de seleção seja aplicado, a população é ordenada de acordo com o nível de não dominância dos indivíduos, isto é, todas as soluções não dominadas da população corrente recebem valores baixos de aptidão. Esta aptidão é a mesma para todos os indivíduos não dominados, garantindo desta forma que todos possuam o mesmo potencial de reprodução. Temporariamente estes indivíduos são abandonados e o processo de ordenamento pela não dominância é aplicado novamente para a formação da segunda

fronteira de indivíduos não dominados. As funções de aptidão de todos os indivíduos desta segunda fronteira são inferiores ao pior valor de aptidão da primeira fronteira. Este processo é repetido até que todos os indivíduos possuam um valor de aptidão determinado.

A reprodução da população é realizada utilizando-se a reprodução compartilhada, ou seja, como o primeiro nível de soluções não dominadas possui os melhores valores de aptidão, um maior número de cópias de seus indivíduos será realizado e levará a busca para a fronteira ótima de Pareto. Esta metodologia pode facilmente ser utilizada para resolução de problemas de maximização ou minimização. Como ponto negativo pode-se citar a necessidade da definição de alguns parâmetros que podem influenciar diretamente na qualidade dos resultados obtidos.

III.5.2.4 SPEA

O SPEA (Strength Pareto Evolutionary Algorithm) [56] caracteriza-se por ser um algoritmo evolucionário multiobjetivo elitista com conceitos de não dominância. Paralelamente à geração corrente, é mantida uma população externa dedicada ao armazenamento das soluções não dominadas obtidas desde a população inicial.

A aptidão de cada indivíduo na população corrente e na população externa é definida com base no número de soluções dominadas pelo seguinte procedimento. Inicialmente constitui-se uma população combinada pela população corrente e a externa. Em seguida atribui-se a todas as soluções não dominadas desta população um valor de aptidão, baseado no número de soluções que elas dominam, mantendo a diversidade. Deve-se ter o cuidado de não atribuir para as soluções não dominadas um valor de aptidão inferior ao dos melhores indivíduos dominados, garantido desta forma a manutenção da diversidade entre indivíduos dominados e não dominados e que a busca caminhe na direção da fronteira não dominada. Muitos pesquisadores afirmam que este método apresenta resultados superiores em comparação com outras metodologias analisadas para se resolver o problema de otimização multiobjetivo.

CAPÍTULO IV

METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DESENVOLVIDA

A metodologia desenvolvida neste trabalho para resolver o problema de planejamento da expansão de sistemas de distribuição é baseada na aplicação de Algoritmos Genéticos para Otimização Multiobjetivo, considerando incertezas.

Algumas das principais características dos Algoritmos Genéticos que os diferem de métodos tradicionais de otimização são:

- O AG trabalha com uma população de pontos no espaço de busca e não com um ponto apenas;
- O AG lida com os valores da função objetivo em cada ponto e não com derivadas ou informações auxiliares;
- O AG busca minimizar ou maximizar uma função objetivo através de passos aleatórios que são guiados pelas boas características dos indivíduos da população, o que o distingue de um simples sorteio como no caso dos métodos de “tentativa e erro”;
- O AG trabalha com representações de soluções do problema a ser otimizado e não com manipulação direta dos pontos.

Dentre as principais vantagens do AG em relação a outros métodos de otimização, pode-se citar:

- Trata-se de um método probabilístico;
- Maior probabilidade de escapar de mínimos ou máximos locais;
- Relativa facilidade de implementação;
- Possibilidade de inclusão de todas as restrições inerentes ao problema em análise;
- Possibilidade de tratamento de funções objetivo e restrições contínuas, discretas, lineares ou não lineares;

- Maior possibilidade de obtenção de uma solução de boa qualidade em problemas complexos e com espaço de busca muito elevado.

Estas características permitem que os Algoritmos Genéticos apresentem bom desempenho na solução de problemas complexos como o planejamento da expansão de redes de distribuição, e por isso foram empregados como técnica de solução neste trabalho.

Por outro lado os Algoritmos Genéticos apresentam como principais desvantagens, as seguintes características:

- Elevado esforço computacional e tempo de solução;
- Não garantem a otimalidade da solução obtida.

Estas características não impedem a aplicação dos Algoritmos Genéticos a problemas no ambiente do planejamento, onde se busca uma boa alternativa de expansão e não somente o ótimo global, sem maior exigência quanto à eficiência computacional.

Neste capítulo, serão detalhados os enfoques adotados no desenvolvimento da metodologia desenvolvida neste trabalho para a solução do problema do planejamento da expansão de redes de distribuição de energia elétrica, tanto na implementação do AG como na consideração de incertezas e na otimização multiobjetivo.

A estrutura do Algoritmo Genético desenvolvido é apresentada na figura (IV.1).

O algoritmo desenvolvido apresenta como solução uma configuração ou um conjunto de configurações radiais que minimizem a função objetivo adotada. Nas seções seguintes, vários aspectos importantes deste algoritmo serão detalhadamente descritos.

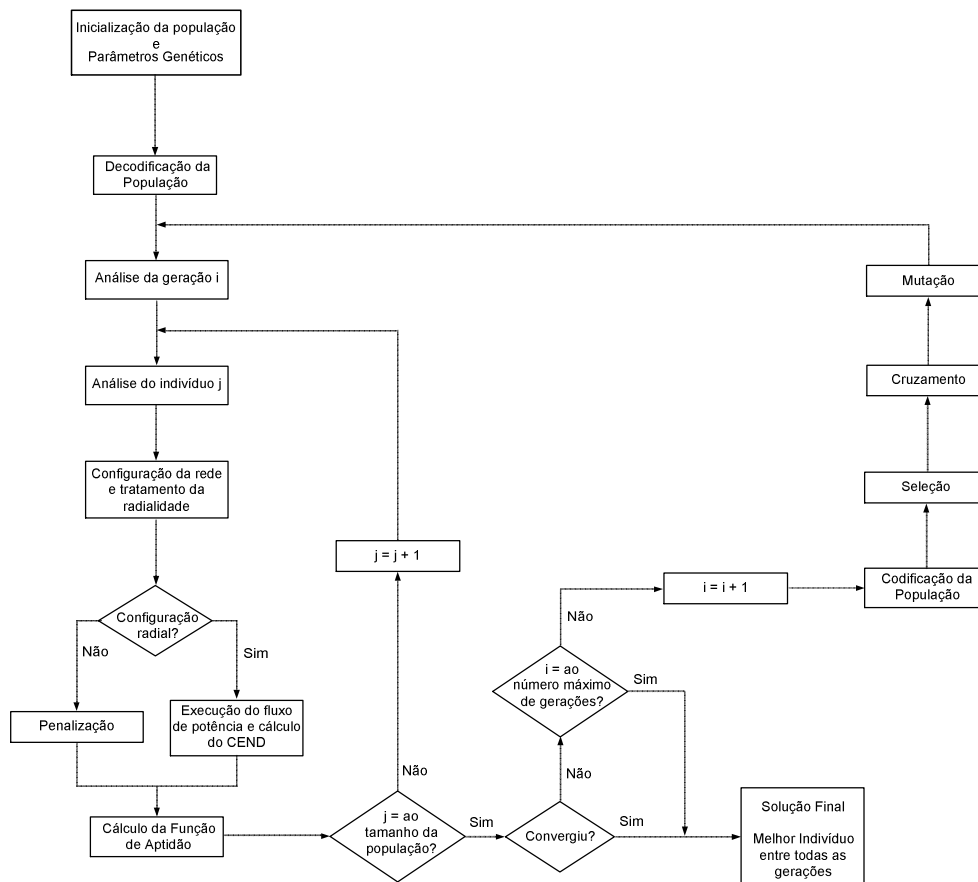


Figura IV.1: Estrutura do Algoritmo Genético Proposto

onde:

- i Refere-se à geração i ;
- j Refere-se ao indivíduo j pertencente à geração i .

IV.1 FUNÇÕES DE APTIDÃO

Neste trabalho, serão realizadas análises considerando três funções de aptidão distintas, correspondentes às funções objetivo apresentadas na seção (II.1). Estas funções correspondem a minimização dos seguintes objetivos:

1. Soma ponderada de múltiplos custos e máxima queda de tensão – equação (II.9);
2. Soma de custos – equação (II.10);

3. Múltiplos objetivos de naturezas distintas – equação (II.11).

Conforme descrito anteriormente, a expressão (II.9) é constituída por termos de naturezas distintas e que necessitam ser normalizados para que a ordem de grandeza dos diferentes objetivos seja a mesma. A seguir são apresentadas algumas alternativas para a determinação dos parâmetros de normalização adotadas neste trabalho, a fim de identificar aquela que propicie a melhor qualidade da solução final.

IV.1.1 Parâmetros de Normalização

IV.1.1.1 Valor Máximo

Neste caso os parâmetros são determinados apenas no início do processo evolutivo e seus valores correspondem ao máximo valor de cada objetivo obtido na primeira geração. No decorrer do processo evolutivo, os parâmetros de normalização são mantidos constantes. Para um melhor entendimento do método adotado para determinação dos parâmetros de normalização, considere o exemplo apresentado na tabela (IV.1), na qual são apresentados os valores correspondentes aos objetivos de 3 indivíduos quaisquer. Neste exemplo é considerada uma função objetivo constituída por 3 termos, como segue.

$$fob = \text{Objetivo}_1 + \text{Objetivo}_2 + \text{Objetivo}_3 \quad (\text{IV.1})$$

Tabela IV.1: Valores dos objetivos de 3 indivíduos quaisquer

Indivíduo	Objetivo (1)	Objetivo (2)	Objetivo (3)	Valor da função de aptidão
1	6	1,5	500	507,5
2	12	0,1	1000	1012,1
3	30	0,2	300	330,2

De acordo com a tabela (IV.1) e considerando o critério do Valor Máximo descrito acima, obtém-se os seguintes valores para os parâmetros de normalização:

Tabela IV.2: Parâmetros de normalização considerando o Valor Máximo dos objetivos

Objetivo	Parâmetro de Normalização
1	30
2	1,5
3	1000

A tabela (IV.3) apresenta os novos valores de cada objetivo considerado bem como o valor da função objetivo.

Tabela IV.3: Novos valores dos objetivos considerando o critério do Valor Máximo

Indivíduo	Objetivo (1)	Objetivo (2)	Objetivo (3)	Valor da função de aptidão
1	0,20	1,00	0,50	1,70
2	0,40	0,07	1,00	1,47
3	1,00	0,13	0,30	1,43

Pode-se observar que neste caso o menor valor da função objetivo refere-se ao indivíduo (3) e o maior valor corresponde ao indivíduo (1).

IV.1.1.2 Valor Médio

Neste caso os parâmetros de normalização também são determinados apenas na primeira geração e seus valores correspondem à média de cada objetivo considerado. No decorrer do processo evolutivo, os parâmetros são mantidos constantes.

De acordo com os valores informados na tabela (IV.1), pode-se encontrar os seguintes parâmetros de normalização.

Tabela IV.4: Parâmetros de normalização considerando o Valor Médio dos objetivos

Objetivo	Parâmetro de Normalização
1	16
2	0,6
3	600

A tabela (IV.5) apresenta os novos valores de cada termo considerado bem como o valor da função objetivo.

Tabela IV.5: Novos valores dos objetivos considerando o critério do Valor Médio

Indivíduo	Objetivo (1)	Objetivo (2)	Objetivo (3)	Valor da função de aptidão
1	0,37	2,50	0,83	3,70
2	0,75	0,17	1,67	2,59
3	1,87	0,33	0,50	2,70

Pode-se observar que nesta situação o menor valor da função objetivo refere-se ao indivíduo (2) e o maior valor corresponde ao indivíduo (1).

De acordo com as tabelas (IV.3) e (IV.5) pode-se concluir que a escolha dos parâmetros de normalização é de fundamental importância para a obtenção ou não de uma solução de boa qualidade, visto que os valores das funções objetivo encontradas nos dois exemplos sofrem influência direta destes parâmetros, fato este que torna o procedimento de soma ponderada muito subjetivo e dependente da interferência do planejador.

IV.1.1.3 Adequabilidade

Neste caso os valores de cada termo não são considerados diretamente na determinação da função objetivo, como realizado nos casos anteriores. Em substituição aos valores dos termos considerados, são obtidos valores proporcionais à adequabilidade de cada indivíduo correspondente a cada objetivo, de acordo com a expressão mostrada a seguir:

$$\text{adequabilidade}_{i,j} = \frac{N_{\text{ind}} - \text{ordem}_{i,j}}{\text{soma}} \quad (\text{IV.2})$$

onde:

$\text{adequabilidade}_{i,j}$ Adequabilidade referente ao indivíduo i considerando-se o objetivo j ;

N_{ind} Número de indivíduos analisados;

$\text{ordem}_{i,j}$ Posição do indivíduo i em relação ao objetivo j . O indivíduo com maior valor de objetivo recebe a ordem (1,) o segundo possui a ordem (2) e assim sucessivamente;

soma $\sum_{i=1}^{N_{\text{ind}}-1} i$

Desta forma, tem-se:

Tabela IV.6: Valores das Adequabilidades dos 3 indivíduos apresentados na tabela (IV.1)

Indivíduo	Adequabilidade do Objetivo (1)	Adequabilidade do Objetivo (2)	Adequabilidade do Objetivo (3)	Adequabilidade Total
1	0,00	0,67	0,33	1,00
2	0,33	0,00	0,67	1,00
3	0,67	0,33	0,00	1,00

Neste exemplo todos os indivíduos apresentam o mesmo valor de função objetivo, fato este que pode conduzir o processo evolutivo a uma solução de má qualidade.

IV.1.2 Penalização

Para todas as funções de aptidão analisadas, caso o indivíduo considerado não corresponda a uma configuração factível, é atribuída uma penalidade à sua função de aptidão. Como exemplo, considere uma função de aptidão composta apenas por um objetivo. Neste caso, tem-se:

$$\text{Fit}_i = \text{Fit}_i + \text{fp} \cdot \text{Fit}_{\text{max}} \quad (\text{IV.3})$$

onde:

Fit_i Função de aptidão referente ao indivíduo i não factível;

fp Fator de penalização;

Fit_{max} Máximo valor do objetivo para uma determinada geração.

Nas fases iniciais do processo de otimização, é interessante permitir que mesmo as configurações infactíveis tenham chance de transmitir suas características genéticas para as gerações futuras, fazendo com que possíveis regiões promissoras sejam analisadas. Este objetivo pode ser alcançado através da utilização de um fator de penalização (fp) variável,

iniciando-se com um valor baixo e incrementando-se seu valor a cada geração [58], como apresentado na figura (IV.2). Este procedimento permite que no final do processo sejam obtidas apenas configurações factíveis.

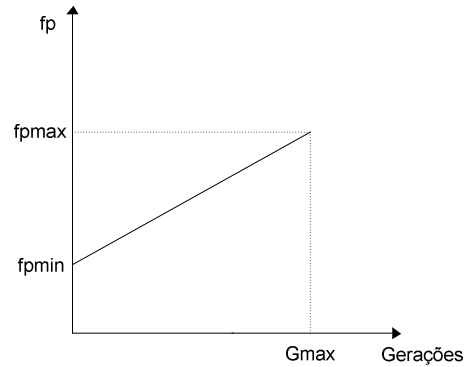


Figura IV.2: Fator de penalização variável

onde:

fp	Fator de penalização;
$fpmin$	Mínimo fator de penalização;
$fpmax$	Máximo fator de penalização.

O mesmo raciocínio pode ser empregado para a consideração de uma função de aptidão constituída por múltiplos objetivos, como as adotadas neste trabalho.

Durante a etapa de cálculo do fluxo de potência para um determinado indivíduo, os limites de tensão são desconsiderados, ou seja, é possível obter configurações com tensões nodais fora da faixa permitida. No entanto, durante a etapa de cálculo da função de aptidão para avaliação da adaptabilidade de cada indivíduo, as configurações que apresentarem tensões nodais abaixo ou acima da faixa predeterminada por [47] são penalizadas utilizando o fator de penalização variável descrito acima.

IV.2 OPERADORES GENÉTICOS

Após a realização de exaustivos testes, optou-se pela utilização dos seguintes operadores genéticos descritos na tabela abaixo.

Tabela IV.7: Operadores Genéticos adotados

Operador Genético	Operador Utilizado
Operador de Seleção	Torneio
Operador de Cruzamento	2 Pontos de Corte
Operador de Mutação	Troca de 1 bit

IV.3 PARÂMETROS GENÉTICOS

IV.3.1 Taxa de Mutação

Com o objetivo de se reduzir a possibilidade de uma convergência prematura, uma alternativa muito interessante que será adotada neste trabalho é a utilização de uma taxa de mutação variável de acordo com o número de gerações analisadas, como apresentado na figura abaixo:

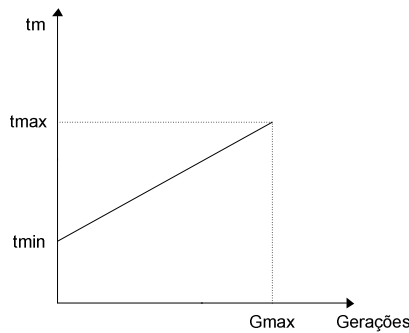


Figura IV.3: Taxa de mutação variável

onde:

- tm Taxa de mutação;
- tmin Taxa de mutação mínima;
- tmax Taxa de mutação máxima;
- Gmax Número máximo de gerações.

Outras funções como, por exemplo, a Gaussiana podem também ser utilizadas com esta finalidade, não sendo obrigatória, portanto, a utilização de uma função linear, como apresentado acima.

IV.3.2 Convergência

Diferentemente das técnicas descritas na seção (III.3.4), o critério de convergência adotado neste trabalho se baseia na quantidade de alelos convergidos, onde um alelo se refere a um conjunto de genes que ocupam a mesma posição em diferentes cromossomos. Um alelo é considerado convergido quando uma percentagem pré-definida de indivíduos membros de uma certa população, codificada de forma binária, apresenta o mesmo valor para este alelo [50]. Considera-se que o algoritmo tenha atingido a convergência quando o número de alelos convergidos se torna superior a uma percentagem pré-definida do número total de alelos. Para exemplificar este conceito, considere o exemplo abaixo, onde é apresentada uma determinada população referente a um problema genérico, como segue:

Tabela IV.8: População genérica

Alelo 1	Alelo 2	Alelo 3	Alelo 4	Alelo 5	Alelo 6	Alelo 7	Alelo 8
0	1	0	1	1	0	1	0
0	1	0	1	0	0	1	0
0	1	1	1	0	0	0	0
0	1	1	1	1	1	1	0
1	1	0	1	0	1	1	0
0	1	0	0	1	0	1	0
0	1	1	0	1	0	1	0

Esta população é constituída por 7 indivíduos com 8 alelos cada. De forma aleatória, define-se que para que um alelo seja considerado como estando convergido, é necessário que este possua valores iguais para 5 indivíduos no mínimo. De acordo com a tabela (IV.8), pode-se concluir que os alelos (1), (2), (4), (6), (7) e (8) estão convergidos sendo que os alelos (3) e (5) ainda não alcançaram a convergência. Portanto, caso a quantidade de alelos convergidos exigidos para que o algoritmo atinja a convergência seja inferior ou igual 6, número de alelos convergidos até o momento, pode-se dizer que o algoritmo tenha alcançado a convergência. Caso contrário, novas gerações devem ser executadas até que o número de alelos convergidos seja considerado aceitável ou o número máximo de gerações permitidas seja atingido.

Este critério possibilita que um número flexível de gerações seja executado, dependendo do problema em análise, fazendo com que a possibilidade de uma convergência prematura seja reduzida. Além disso, a eficiência computacional do algoritmo

pode ser aumentada, tendo em vista que novas gerações não precisam ser analisadas caso a convergência por alelos tenha sido alcançada.

IV.4 CODIFICAÇÃO

Este trabalho utiliza a codificação binária, sendo que o cromossomo pode ser dividido em três partes, como apresentado na figura abaixo:

(i) Alterações na Topologia	(ii) Geração Distribuída	(iii) Recondutoramento
--------------------------------	-----------------------------	---------------------------

Figura IV.4: Estrutura do cromossomo

A primeira parte do cromossomo refere-se à possibilidade de alteração da topologia da rede através da mudança do estado de algumas chaves já instaladas ou através da inclusão de novas chaves de manobra. Neste caso, 3 bits são utilizados, proporcionando um total de 8 possibilidades para cada alternativa, como mostrado abaixo:

Tabela IV.9: Significado dos bits referentes às alterações na topologia da rede

Código	Significado
0 ou 1	Pode representar a não instalação de uma nova chave NA ou a manutenção da atual chave NA, ou seja, a configuração do respectivo laço é mantida inalterada neste caso;
2 a 7	Representa o número da chave que deve ser aberta no respectivo laço. Esta análise é realizada com o auxílio das equações de radialidade desenvolvidas em [36] e apresentadas a seguir.

O fechamento de uma chave NA provoca a formação de um laço, fato este que não é permitido em redes de distribuição de média tensão. Consequentemente, uma outra chave NF pertencente ao mesmo laço deve ser aberta para que a radialidade seja mantida. A figura (IV.5) apresenta um esquema de um sistema contendo duas chaves NAs, chaves (1) e (10).

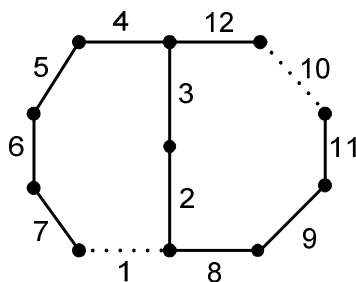


Figura IV.5: Esquema de um sistema de dois laços

Aplicando-se o conceito da construção das equações de laços desenvolvido em [48], no qual é determinado a partir das extremidades de cada chave NA, um conjunto de chaves NFs pertencentes ao seu respectivo laço, obtém-se as chaves pertencentes aos laços referentes às chaves NAs (1) e (10) apresentadas na figura (IV.5).

O processo de formação dos laços é realizado a partir de uma das extremidades de cada chave NA em direção da outra extremidade da mesma chave NA. Assim sendo, o laço referente à chave (1) é constituído pelas chaves (2), (3), (4), (5), (6), (7) e pela própria chave NA (1). O mesmo raciocínio pode ser feito para obtenção das chaves pertencentes ao laço referente à chave (10), que neste caso são (11), (9), (8), (2), (3), (12) e a própria chave (10).

Uma forma para a representação de cada topologia do sistema seria a inclusão no cromossomo de todas as chaves, ou seja, neste exemplo totalizando 10 chaves. Com o objetivo de se obter uma redução no tamanho do cromossomo, para cada laço do sistema, apenas a chave que deve ser aberta será representada, visto que as demais chaves deste laço permanecerão fechadas devido à radialidade. Portanto para cada configuração considerada, o número de chaves NAs corresponde ao número de laços, que neste exemplo é igual a 2. A figura (IV.6) apresenta a representação no cromossomo da topologia mostrada na figura (IV.5) de acordo com a metodologia adotada neste trabalho.



Figura IV.6: Representação no cromossomo da topologia mostrada na figura (IV.5)

Caso a chave NA (1) seja fechada, uma outra chave pertencente ao mesmo laço deve ser aberta. Raciocínio análogo pode ser feito para a chave NA (10). Cada cromossomo representa uma determinada configuração ou topologia da rede. No final do processo

evolutivo tem-se a melhor topologia considerando os objetivos de interesse como, por exemplo, perdas, custos de investimentos e confiabilidade.

Cabe ressaltar que, como dito anteriormente, para a representação no cromossomo de cada chave NA foram utilizados 3 bits, totalizando 8 possíveis opções de chaveamento sendo que as posições (0) ou (1) indicam a não instalação de uma nova chave NA ou a manutenção do estado da respectiva chave NA. As demais posições, ou seja, (2), (3), (4), (5), (6) e (7), indicam a chave a ser aberta no laço em análise, provocando automaticamente o fechamento da respectiva chave NA. Nos laços onde existirem mais de 6 chaves NFs, serão consideradas as possibilidades de abertura das 3 chaves mais próximas a cada uma das extremidades da respectiva chave NA. Esse procedimento oferece excelentes resultados além de proporcionar uma redução no tamanho do cromossomo visto que nestes casos, para a representação de todas as chaves NFs, seria necessário a utilização de no mínimo 4 bits.

Em sistemas de distribuição de energia elétrica, existem chaves que pertencem simultaneamente a mais de um laço, como pode ser observado na figura (IV.5), onde as chaves (2) e (3) pertencem aos laços referentes às chaves (1) e (10). Nesta situação, é possível que a mesma chave seja sorteada para ser aberta em ambos os laços, fato este que levaria o sistema à perda da radialidade. Caso isto ocorra, uma nova chave é escolhida para ser aberta em um dos laços, com o objetivo de se restaurar a radialidade. Mesmo realizando este procedimento é possível que alguns indivíduos da população corrente não atendam às restrições de radialidade. Nestes casos, são aplicadas penalizações para que estas configurações tenham menor probabilidade de transmitirem suas características genéticas para as próximas gerações, não havendo assim, necessidade de se calcular o CEND e executar o fluxo de potência para determinação das perdas e montante de energia importada da transmissão referentes a estes indivíduos.

A análise feita acima acerca da radialidade é válida tanto para as chaves NAs já instaladas na rede como para as chaves de manobra candidatas à instalação. A alteração da topologia da rede através da mudança do estado de algumas chaves já instaladas apresenta apenas o custo referente à manobra de abertura/fechamento das chaves, sendo que a instalação de uma nova chave NA apresenta o custo relativo ao investimento na aquisição deste equipamento juntamente com o custo referente à operação de abertura/fechamento, caso esta nova chave seja fechada e uma chave pertencente ao mesmo laço seja aberta.

A segunda parte do cromossomo refere-se à possibilidade da instalação de unidades de Geração Distribuída (GD) em determinadas barras do sistema e suas respectivas capacidades. Neste caso, 3 bits são utilizados para cada GD candidata a instalação, gerando um total de 8 possibilidades, incluindo a não instalação da unidade geradora, como mostrado a seguir.

Tabela IV.10: Significado dos bits referentes à Geração Distribuída

Código	Significado
0	Não deve-se instalar GD na barra i ;
1 a 7	Deve ser instalada na barra i uma GD com sua respectiva capacidade.

Como exemplo, considere a possibilidade de instalação de GD em uma barra qualquer do sistema apresentado na figura (IV.5). Neste caso são consideradas 7 possíveis capacidades para a GD como, por exemplo, 50, 100, 150, 200, 250, 300 e 350 kW.

Supondo que o resultado obtido pelo AG referente a esta GD seja 0, neste caso, não deve ser instalada nenhuma GD nesta barra. Caso o resultado seja 1, significa que deve ser instalada uma GD com capacidade de 50 kW e assim por diante. O mesmo raciocínio pode ser feito para os casos em que a GD não é de propriedade da distribuidora. A única diferença neste caso é que o valor indicado pelo cromossomo corresponderá à energia a ser comprada da respectiva unidade de Geração Distribuída, pertencente a um Produtor Independente, por exemplo.

A terceira parte do cromossomo refere-se à possibilidade de recondutoramento em determinadas linhas da rede. Neste caso, 1 bit é utilizado, o que gera um total de 2 possibilidades para cada alternativa, como mostrado abaixo.

Tabela IV.11: Significado do bit referente ao recondutoramento

Código	Significado
0	Não recondutorar a linha i ;
1	Recondutorar a linha i .

Em muitos casos, há a necessidade de atendimentos a novos pontos de carga no horizonte de planejamento considerado. Esta possibilidade foi prevista neste trabalho através da ampliação da estrutura do cromossomo apresentado na figura (IV.4). Para a conexão ao sistema de cada novo ponto de carga, foram utilizados 2 bits, proporcionando um

total de 4 possíveis alternativas de locais de conexão. A determinação da melhor alternativa de conexão será realizada levando-se em consideração fatores como perdas, CEND além dos custos relativos à construção do alimentador para conexão do novo ponto de carga ao sistema, como descrito a seguir:

$$C_{NPC_{i,j}} = C_{alimentador} \cdot L \quad (IV.4)$$

onde:

- $C_{NPC_{i,j}}$ Custo relacionado à conexão do novo ponto de carga i ao sistema na barra j;
 $C_{alimentador}$ Custo por km associado à construção do alimentador que interligará o novo ponto de carga ao sistema de distribuição existente. Este custo é variável de acordo com o tipo e bitola do cabo a ser utilizado;
L Distância em km entre o novo ponto de carga e o ponto do sistema onde este será conectado.

O valor do C_{NPC} constitui uma parcela adicional no custo de investimento (C_{INV}) para a expansão da rede da distribuidora.

A nova estrutura do cromossomo é apresentada na figura (IV.7).

(i) Alterações na Topologia	(ii) Geração Distribuída	(iii) Recondutoramento	(iv) Atendimento a novos pontos de carga
-----------------------------------	--------------------------------	---------------------------	---

Figura IV.7: Estrutura do cromossomo considerando novos pontos de carga

Em alguns casos, estes novos pontos de carga também podem ser locais candidatos à instalação de unidades de Geração Distribuída. Como mencionado para a segunda parte do cromossomo, foram considerados neste caso, para cada local candidato à instalação de GD, 3 bits, propiciando um total de 8 possíveis valores de potência fornecida por cada unidade geradora. A figura (IV.8) ilustra a nova estrutura do cromossomo.

(i) Alterações na Topologia	(ii) Geração Distribuída	(iii) Recondutoramento	(iv) Atendimento a novos pontos de carga	(v) Instalação de GD nos novos pontos de carga
-----------------------------------	--------------------------------	---------------------------	--	---

Figura IV.8: Estrutura do cromossomo considerando novos pontos de carga e possibilidade de conexão de Geração Distribuída nestes pontos

IV.5 CONSIDERAÇÃO DAS INCERTEZAS

O planejamento da expansão de redes de distribuição é influenciado por vários fatores, entre os quais se destacam as incertezas referentes às cargas, potências geradas pelas unidades de Geração Distribuída e custos dos reforços a serem implantados na rede.

Neste trabalho serão propostas duas metodologias utilizando a teoria de cenários para a incorporação ao problema do planejamento da expansão de redes de distribuição das incertezas referentes à demanda e às potências fornecidas pela GD.

IV.5.1 Metodologia I

O algoritmo apresentado na figura (IV.1) apresenta como solução uma alternativa de expansão referente a um determinado perfil de carga e geração. Com o objetivo de se considerar as incertezas referentes à demanda consumida e potência fornecida pela Geração Distribuída, será proposta uma metodologia baseada na teoria de múltiplos cenários [10], fornecendo ao planejador uma alternativa de expansão para cada cenário analisado, permitindo assim que este, em uma segunda etapa, através da aplicação de algum processo de decisão, defina qual o melhor plano de expansão a ser adotado. Para cada cenário obtido através da combinação entre os cenários de geração e carga, é atribuída uma probabilidade de ocorrência.

Um Algoritmo Genético é executado para cada cenário considerado com o objetivo de se obter a melhor alternativa de expansão levando-se em consideração os fatores de incertezas de carga e geração referentes ao respectivo cenário. A diferença em relação ao algoritmo apresentado na figura (IV.1) se encontra na incorporação dos múltiplos cenários ao problema de planejamento da expansão. O cálculo da função de aptidão para a determinação da melhor opção de expansão em cada cenário analisado é realizado como

apresentado na equação (II.10) onde são computados os custos relacionados a investimentos e operação da rede. A figura (IV.9) apresenta o fluxograma do algoritmo proposto na Metodologia I para se incorporar as incertezas inerentes ao planejamento da expansão de redes de distribuição através da utilização de múltiplos cenários.

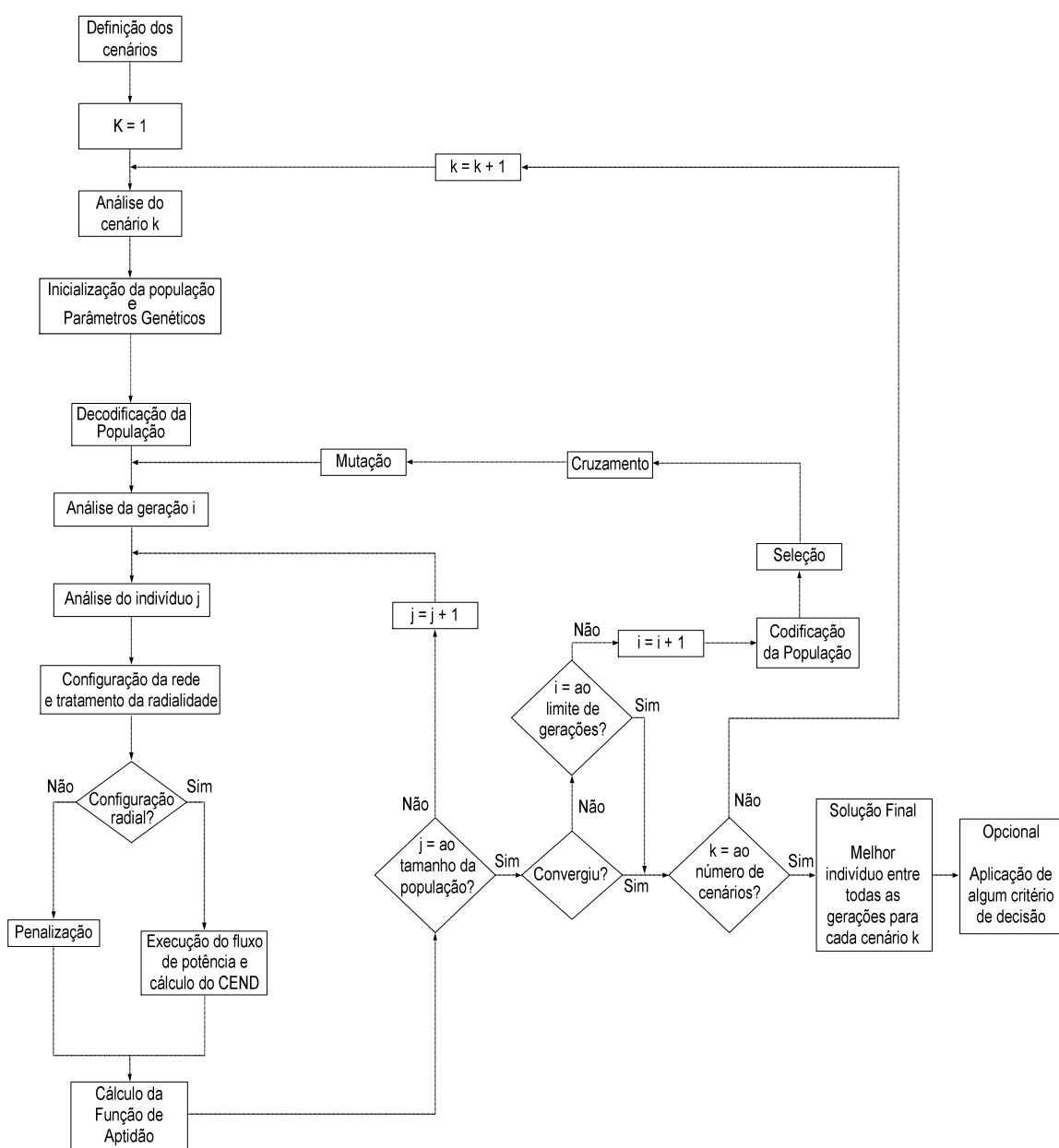


Figura IV.9: Algoritmo proposto considerando incertezas – Metodologia I

onde

k Refere-se ao cenário k .

Esta metodologia apresenta como solução uma alternativa de expansão para cada cenário analisado. A escolha dos cenários levará em consideração aspectos relevantes para a região em análise. A metodologia desenvolvida permite que, dependendo do interesse do planejador, seja utilizado um número variável de cenários tanto de carga como de geração. Assim, caberá ao planejador definir a quantidade de cenários bem como os patamares de carga e geração a serem considerados para a representação das incertezas no planejamento da expansão de sistemas de distribuição.

A Fase II da Metodologia I é caracterizada pelo processo decisório que visa obter uma única solução para o planejamento da expansão considerando as soluções de todos os cenários. O processo decisório desenvolvido neste trabalho foi baseado em [10] no qual a solução final determinada pelo algoritmo leva em consideração as soluções obtidas em cada cenário juntamente com suas respectivas probabilidades de ocorrência. Para um melhor entendimento do método proposto, considere o exemplo mostrado na tabela (IV.12) onde são apresentadas soluções para um problema genérico contendo 5 possíveis cenários. Neste caso, para cada variável foram considerados 3 bits, totalizando 8 possíveis valores.

Tabela IV.12: Possíveis soluções para um problema genérico contendo 5 cenários

Cenário	Variável (1)	Variável (2)	Variável (3)	Variável (4)	Probabilidade e de ocorrência
1	2	5	3	7	30 %
2	2	6	1	2	20 %
3	1	5	1	6	10 %
4	5	1	4	7	25 %
5	2	0	1	3	15 %

Observe pela tabela acima que a variável (1) possui 3 indivíduos indicando como solução o valor (2), com probabilidade de ocorrência de 65 %, sendo que os valores (1) e (5) foram selecionados como melhor opção em 1 alternativa cada com probabilidades de ocorrência de 10 % e 25 %, respectivamente. Desta forma, de acordo com o processo decisório adotado neste trabalho, a solução final indicada referente à variável (1) corresponde ao valor (2), pois é aquele com maior probabilidade de ocorrência. Utilizando este mesmo raciocínio, pode-se concluir que a solução final relativa às variáveis (2), (3) e

(4) indica os valores (5), (1) e (7), respectivamente. A solução final para este exemplo é apresentada na tabela (IV.13).

Tabela IV.13: Solução final para o problema genérico em análise

Variável 1	Variável 2	Variável 3	Variável 4
2	5	1	7

Destaca-se o fato de que a solução final, obtida pelo processo de decisão proposto, é diferente de todas as soluções encontradas para cada cenário analisado individualmente.

Para o cálculo dos valores de cada um dos objetivos relativos à configuração determinada após aplicação do processo de decisão, é utilizada a expressão apresentada na equação (IV.5), na qual são considerados todos os cenários e não apenas um em particular.

$$\text{Objetivo}_i = \sum_{k=1}^{n_c} \rho_k \cdot \text{Objetivo}_{i,k} \quad (\text{IV.5})$$

onde:

- Objetivo_{*i*} Valor da função objetivo *i*;
- Objetivo_{*i,k*} Valor da função objetivo *i* no cenário *k*;
- n_c Número de cenários considerados;
- ρ_i Probabilidade de ocorrência de cenário *i*.

IV.5.2 Metodologia II

O algoritmo desenvolvido no item (IV.5.1) fornece como solução uma alternativa de expansão para cada cenário analisado durante o processo evolutivo. Esta seção apresenta um segundo método para a consideração das incertezas no processo de planejamento da expansão de redes de distribuição, no qual todos os cenários são analisados simultaneamente para cada geração do processo evolutivo. Assim, uma única solução é obtida ao final do processo, não havendo a necessidade da aplicação de um processo decisório.

Nesta metodologia o AG é executado apenas uma vez, levando-se em consideração todos os cenários de forma simultânea e suas respectivas probabilidades de ocorrência. Para

cada indivíduo que atenda às restrições operacionais, é processado para cada cenário o cálculo do fluxo de potência e do CEND, com intuito de se determinar o seu valor de aptidão em cada cenário. Desta forma, a aptidão de cada indivíduo é calculada em função de sua aptidão nos múltiplos cenários, como mostrado na equação (IV.6).

$$fob = \sum_{i=1}^{n_c} \rho_i \cdot \left(C_{perdas_{j,i}} + CEND_{j,i} + C_{inv_{j,i}} + C_{trans_{j,i}} \right) \quad (IV.6)$$

onde:

- $C_{perdas_{j,i}}$ Custos anualizados de perdas nos alimentadores referentes ao indivíduo j considerando-se o cenário i ;
- $CEND_{j,i}$ CEND referente ao indivíduo j considerando-se o cenário i ;
- $C_{inv_{j,i}}$ Custos de investimentos referentes ao indivíduo j considerando-se o cenário i ;
- C_{trans} Custos associadas à importação de energia da transmissão referentes ao indivíduo j , considerando-se o cenário i .

Este processo oferece como solução uma alternativa de expansão que contempla todos os cenários analisados e suas probabilidades de ocorrência. A figura (IV.10) apresenta o fluxograma referente ao algoritmo proposto na Metodologia II.

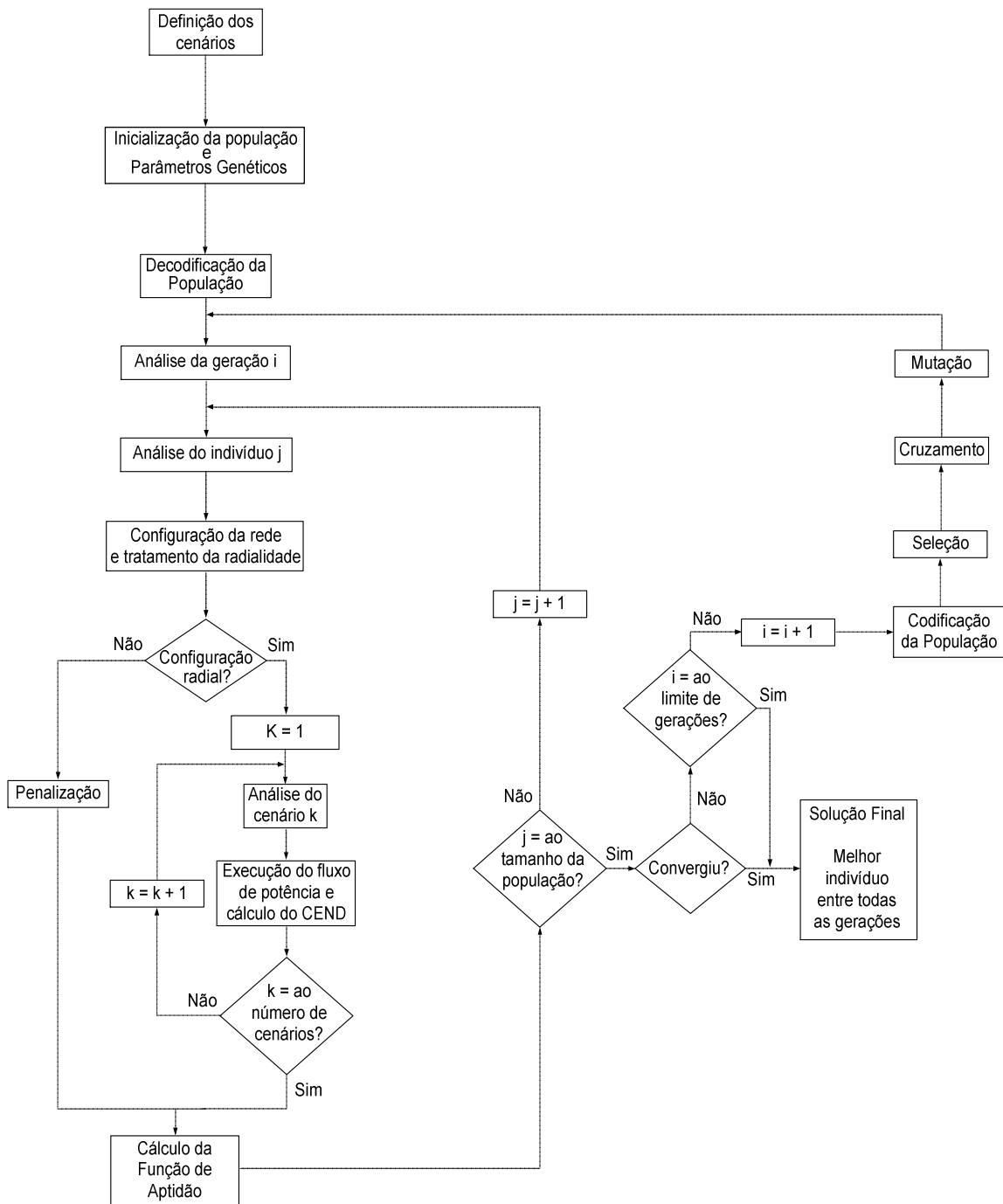


Figura IV.10: Algoritmo proposto considerando incertezas – Metodologia II

As informações obtidas através da Metodologia I podem ser introduzidas na população inicial do AG, caso esta já tenha sido executada, aumentando-se assim a

robustez do processo. O restante da população inicial é gerado de forma aleatória como nos casos anteriores.

IV.6 ALGORITMO PARA OBTENÇÃO DAS SOLUÇÕES DE PARETO

O algoritmo para obtenção das soluções ótimas de Pareto proposto neste trabalho é baseado no algoritmo SPEA, apresentado na seção (III.5.2.4). Semelhantemente ao SPEA, o algoritmo proposto neste trabalho caracteriza-se por ser um algoritmo evolucionário multiobjetivo elitista com conceitos de não dominância, sendo que as soluções não dominadas obtidas desde a primeira geração são armazenadas em uma população externa. Diferentemente do SPEA, os indivíduos pertencentes à população externa não participam do processo evolutivo, proporcionando desta forma uma redução com relação ao tempo de execução. Depois de gerada a população inicial as soluções não dominadas são copiadas para a população externa. A aptidão de cada indivíduo da população corrente é obtida através da aplicação de conceitos de não dominância. Provisoriamente os indivíduos não dominados recebem um valor de aptidão unitário. As soluções dominadas recebem um valor de aptidão proporcional ao número de indivíduos que as dominam através da seguinte expressão:

$$\text{apt}_i = 1 + \frac{\text{id}_i}{100} \quad (\text{IV.7})$$

onde:

apt_i Aptidão referente ao indivíduo i ;

id_i Número de soluções que dominam o indivíduo i .

Com objetivo de se aumentar a eficiência do algoritmo proposto, os valores de aptidão dos indivíduos não dominados são reduzidos como mostrado a seguir:

$$\text{apt}_i = 1 - \frac{\text{idom}_i}{100} \quad (\text{IV.8})$$

onde:

$idom_i$ Número de soluções dominadas pelo indivíduo i .

O procedimento descrito acima para o cálculo dos valores de aptidão estabelece uma diversidade entre indivíduos dominados e não dominados e simultaneamente permite que a busca caminhe na direção da fronteira não dominada.

A população externa é atualizada a cada geração com a inclusão de novos indivíduos não dominados obtidos na geração corrente. Com a entrada destas novas soluções, alguns membros da população externa podem agora passar a serem dominados. Neste caso, estes indivíduos são eliminados da população externa.

Ao término do processo evolutivo é fornecido ao planejador um conjunto de soluções não dominadas ou soluções ótimas de Pareto, permitindo que este, através da aplicação de algum processo de decisão como, por exemplo, normalização e avaliação dos objetivos de cada solução Pareto-ótima como apresentado na seção (IV.1.1), escolha a solução mais adequada ao seu problema.

A figura (IV.11) apresenta o fluxograma do algoritmo proposto neste trabalho para a determinação das soluções ótimas de Pareto.

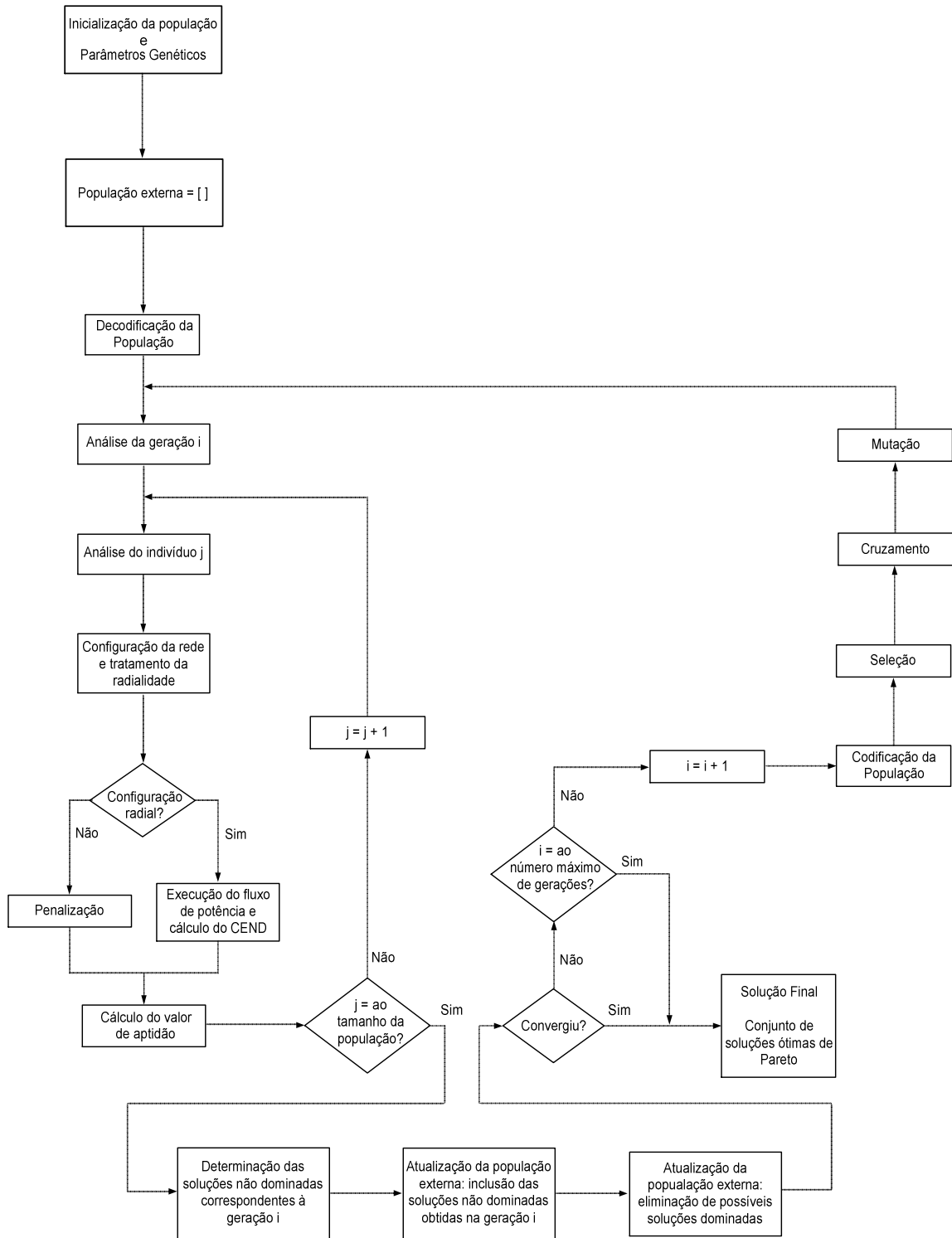


Figura IV.11: Algoritmo Proposto para Obtenção das Soluções Ótimas de Pareto

IV.7 ALGORITMO PARA CONSIDERAÇÃO DE MÚLTIPLOS ESTÁGIOS

Até o momento, a metodologia apresentada dedica-se ao planejamento estático da expansão de redes de distribuição de energia elétrica, onde o objetivo se concentra apenas na determinação de onde e com qual capacidade os reforços devem ser instalados na rede.

O planejamento com múltiplos estágios é realizado considerando-se vários estágios até atingir o horizonte de planejamento (último estágio), sendo que o objetivo se concentra na determinação de quando, onde e com qual capacidade os reforços devem ser instalados no sistema. A seguir será apresentada a metodologia proposta neste trabalho para a determinação da seqüência ótima de obras para os múltiplos estágios considerados.

O algoritmo proposto neste trabalho para a consideração do planejamento a múltiplos estágios na expansão de redes de distribuição se baseia na teoria da programação pseudo-dinâmica [29] e [30]. O processo de otimização é inicializado considerando-se a demanda e a configuração da rede referente ao último estágio em análise, que de acordo com o PRODIST [1], trata-se do estágio (3). Para a determinação do conjunto ótimo de obras que devem estar implantadas neste estágio, desconsiderando a princípio as incertezas referentes às demandas e potências geradas pelas unidades de Geração Distribuída, é executado o Algoritmo Genético descrito na figura (IV.1) tendo como função de aptidão, a equação (II.10), repetida abaixo.

$$fob = C_{\text{perdas}} + C_{\text{END}} + C_{\text{inv}} + C_{\text{trans}}$$

Após a realização desta etapa, parte-se para a obtenção dos subconjuntos de obras dentre as que devem estar implantadas no estágio (3), a serem implantadas respectivamente nos estágios (2) e (1) - Etapa Backward. Para tanto, é executado para cada estágio, um Algoritmo Genético levando em consideração as obras determinadas nos estágios já analisados. Neste processo, uma GD de potência de x KW não poderá ter, em estágios inferiores ao estágio (i), potências superiores aos x KW, bem como uma linha que não tenha sido reconduzida no estágio (i), não poderá ser reconduzida no estágio (i - 1).

Após o término da Etapa Backward, o planejador terá em mãos uma seqüência de obras a serem implantadas bem como o custo total associado a estas obras trazido a Valor

Presente para o estágio (1) de acordo com a expressão (IV.9). Estes custos referem-se ao somatório do CEND, encargos com a transmissão, custos de investimento e perdas.

$$\text{Custo}_{\text{VP}_{k,1}} = \text{Custo}_k \cdot \frac{1}{(1+i)^{k-1}} \quad (\text{IV.9})$$

onde:

$\text{Custo}_{\text{VP}_{k,1}}$ Custos referentes ao estágio k trazidos a Valor Presente para o estágio 1;

Custo_k Custos associados ao estágio k ;

i Taxa anual de juros.

O fluxograma da Etapa Backward é apresentado na figura (IV.12).

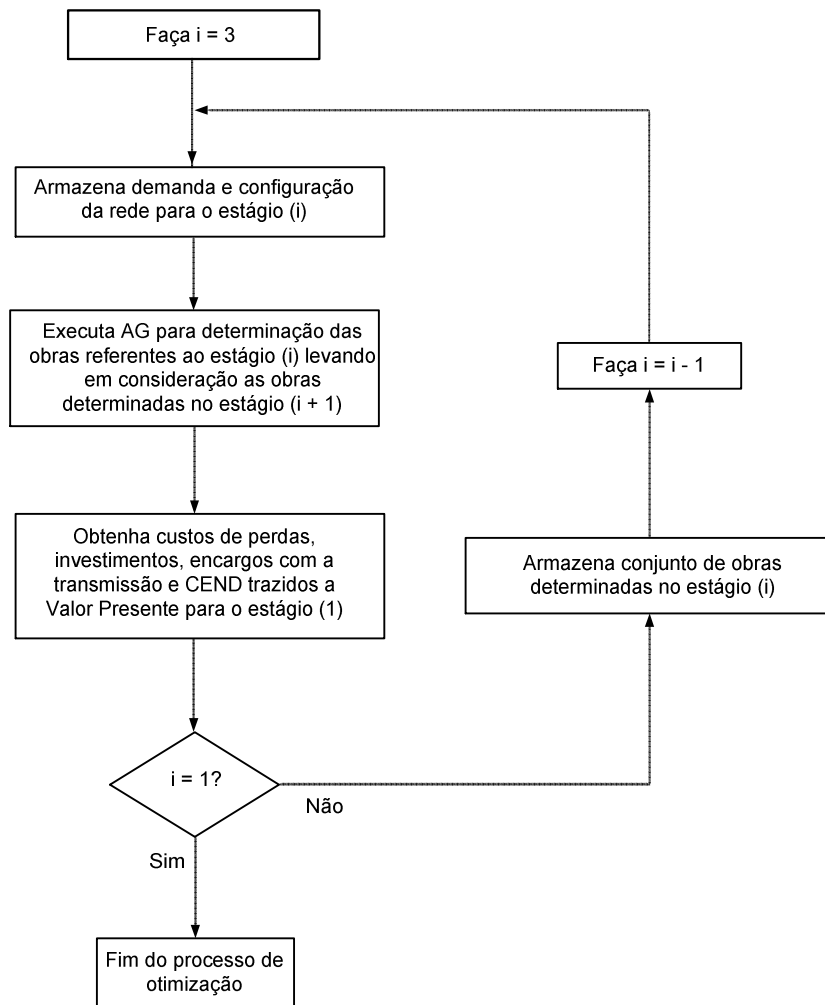


Figura IV.12: Fluxograma para determinação da seqüência de obras para cada estágio desconsiderando as incertezas – Etapa Backward

Em uma segunda etapa, o processo é reinicializado a partir das obras definidas para o estágio (1) na Etapa Backward, com objetivo de se obter a melhor seqüência de obras a serem implantadas respectivamente nos estágio (2) e (3) – Etapa Forward. Considerando as obras indicadas para o estágio (1), é executado um AG com intuito de se determinar as obras a serem implantadas no estágio (2). O mesmo raciocínio é válido para a determinação das obras a serem implantadas no estágio (3). Nesta etapa, caso seja instalada em determinada barra, no estágio (i), uma GD com capacidade de x KW, nos estágios posteriores esta GD sempre permanecerá sendo indicada com potências superiores ou no mínimo iguais a x KW. Caso a GD não seja de propriedade da concessionária, esta restrição não se aplica pois a distribuidora pode comprar da GD, no estágio (i + 1), um montante de

energia inferior ao valor contratado no estágio (i). Com relação ao recondutoramento das linhas, caso uma linha seja reconduzida no estágio (i), seguramente ela permanecerá sendo reconduzida nos demais estágios.

O fluxograma da etapa Forward é apresentado na figura (IV.13).

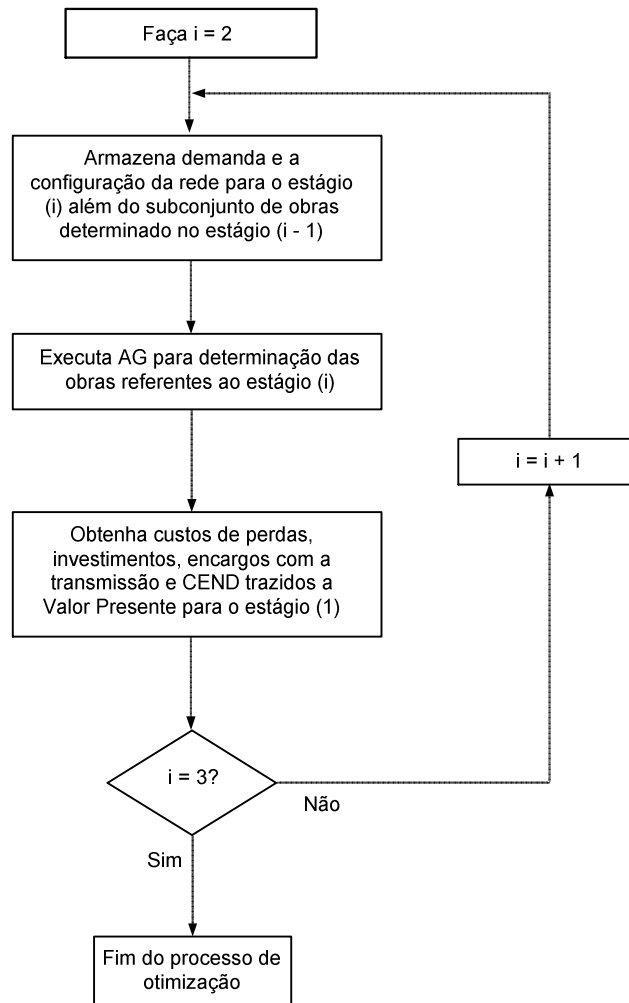


Figura IV.13: Fluxograma para determinação da seqüência de obras para cada estágio desconsiderando as incertezas – Etapa Forward

Após a etapa Forward é realizada uma comparação entre os custos totais das seqüências de obras determinadas nas etapas Backward e Forward. Caso a diferença entre estes custos seja nula ou inferior a um valor previamente determinado pelo planejador, o processo de otimização é considerado como encerrado. Caso contrário, o processo é reinicializado através da execução da etapa Backard partindo-se do estágio (2) levando-se

em consideração o conjunto de obras referentes ao estágio (3) obtidas na etapa Forward. A verificação de custos é realizada sempre após a realização da etapa Forward. O processo é encerrado quando as seqüências de obras obtidas nas etapas Backward e Forward possuírem funções de aptidão equivalentes ou bem próximas.

Os algoritmos apresentados até este ponto para a determinação da seqüência ótima de obras não consideram as incertezas inerentes ao processo de planejamento da expansão de redes de distribuição de energia elétrica. As incertezas referentes às cargas e potências fornecidas pelas unidades de Geração Distribuídas foram incluídas no algoritmo proposto neste trabalho para o planejamento com múltiplos estágios através das Metodologias I e II apresentadas nas seções (IV.5.1) e (IV.5.2). Assim, para cada estágio é considerado um conjunto de possíveis cenários com suas respectivas probabilidades de ocorrência. A análise e o tratamento das incertezas durante o processo de otimização possui as mesmas características abordadas nas seções (IV.5.1) e (IV.5.2), sendo que a única diferença se encontra na multiplicidade de estágios, visto que no planejamento estático é considerado apenas 1 estágio. As figuras (IV.14) e (IV.15) apresentam os algoritmos correspondentes às etapas Backward e Forward considerando as incertezas.

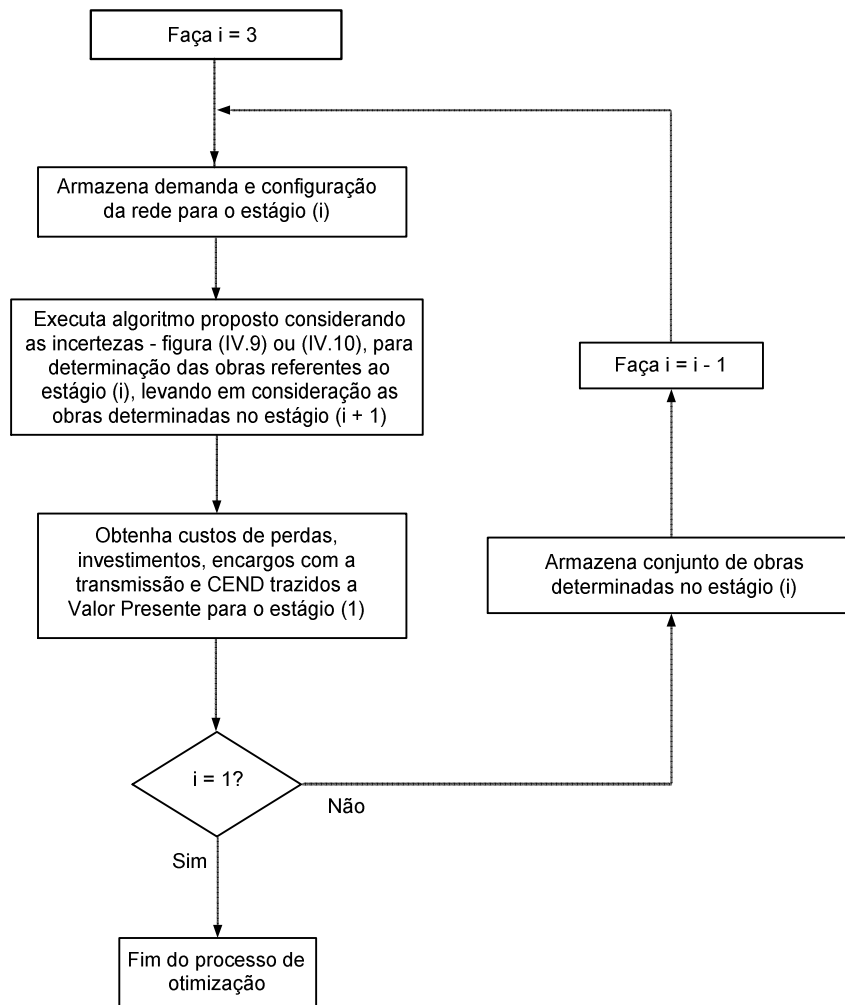


Figura IV.14: Fluxograma para determinação da seqüência de obras para cada estágio considerando as incertezas – Etapa Backward

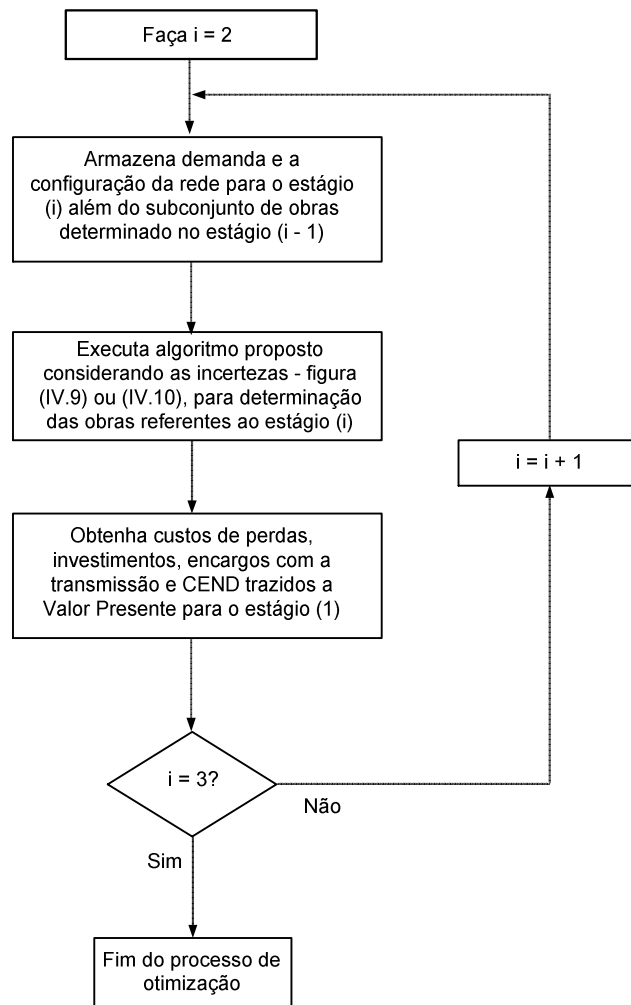


Figura IV.15: Fluxograma para determinação da seqüência de obras para cada estágio considerando as incertezas – Etapa Forward

O fluxograma completo do algoritmo proposto neste trabalho para o planejamento com múltiplos estágios considerando as incertezas referentes às cargas e potências fornecidas pelas GDs é apresentado na figura (IV.16).

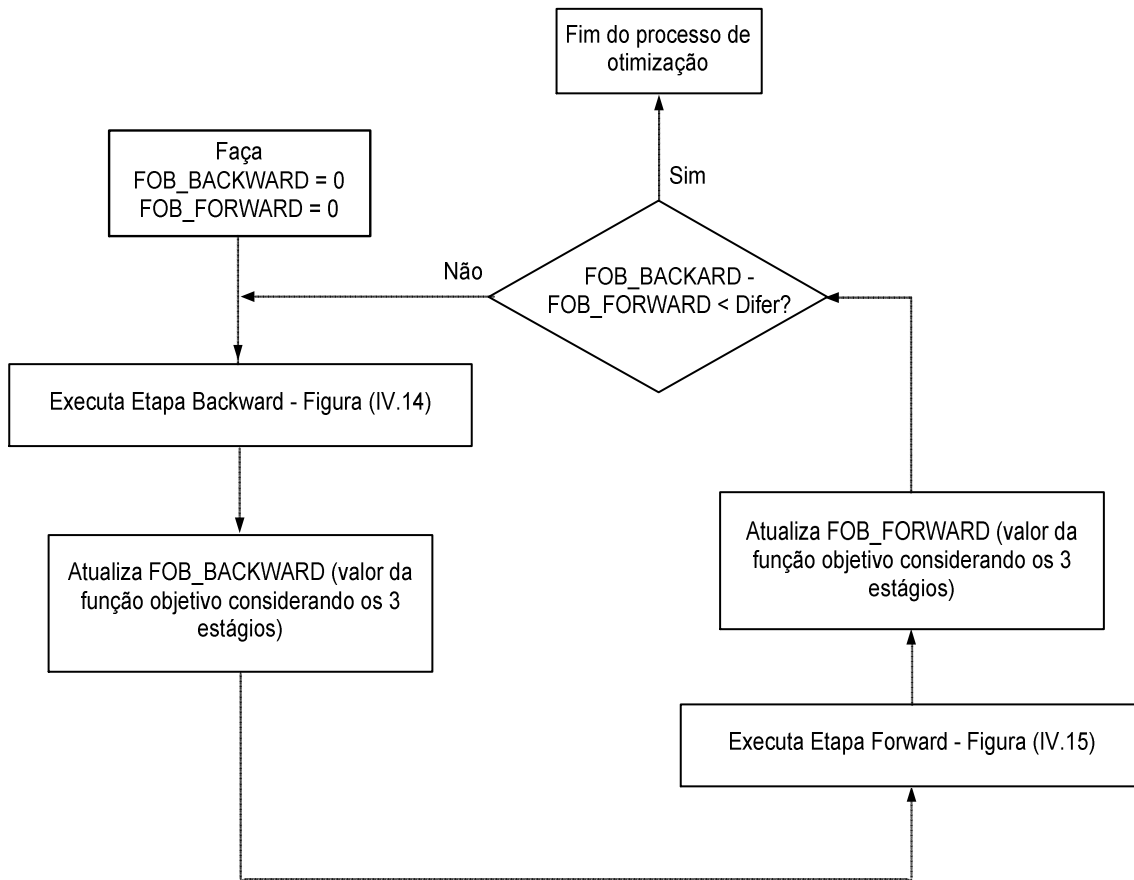


Figura IV.16: Fluxograma do algoritmo proposto para determinação da seqüência de obras para cada estágio considerando as incertezas

onde:

FOB_BACKWARD Valor da função objetivo obtida na etapa Backward considerando os 3 estágios analisados;

FOB_FORWARD Valor da função objetivo obtida na etapa Forward considerando os 3 estágios analisados;

Difer Valor preestabelecido referente à diferença permitida entre as funções objetivo obtidas nas etapas Backward e Forward.

CAPÍTULO V

RESULTADOS

V.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Com o objetivo de se verificar a eficácia da metodologia desenvolvida neste trabalho para resolver o problema do planejamento estático e com múltiplos estágios da expansão de redes de distribuição de energia elétrica, foram realizados testes em um sistema de 33 barras [59] e em um sistema de 14 barras [60], ambos extraídos da literatura especializada, assim como em um sistema real de uma distribuidora do Rio de Janeiro. Os testes realizados podem ser sintetizados como apresentado a seguir:

V.1.1 Planejamento Estático Sem Incertezas

- **Teste I:** Planejamento estático da expansão considerando função de aptidão definida na equação (II.9) e desconsiderando as incertezas. Neste teste será atribuído o mesmo grau de importância para todos os objetivos analisados, ou seja, serão considerados fatores de ponderação unitários. Com relação aos parâmetros de normalização, serão realizados testes considerando as alternativas apresentadas na seção (IV.1.1). A função de aptidão considerada neste teste é apresentada a seguir:

$$fob = \frac{C_{\text{perdas}}}{p_1} + \frac{CEND}{p_2} + \frac{QT_{\text{max}}}{p_3} + \frac{C_{\text{inv}}}{p_4} + \frac{C_{\text{trans}}}{p_5}$$

- **Teste II:** Planejamento estático da expansão considerando função de aptidão definida na equação (II.10) e desconsiderando as incertezas. A função de aptidão utilizada neste exemplo é ilustrada a seguir:

$$fob = C_{\text{perdas}} + CEND + C_{\text{inv}} + C_{\text{trans}}$$

- **Teste III:** Planejamento estático da expansão considerando função de aptidão definida na equação (II.11) e desconsiderando as incertezas. Neste exemplo o objetivo é determinar as soluções Pareto-ótimas e indicar uma alternativa de expansão compromissada com todos os objetivos considerados. A seguir é apresentada a função de aptidão adotada neste exemplo.

$$fob = \text{Perdas} + \text{DEC} + \text{FEC} + C_{\text{inv}} + C_{\text{trans}}$$

V.1.2 Planejamento Estático Com Incertezas

- **Teste IV:** Planejamento estático da expansão considerando incertezas e função de aptidão definida na equação (II.10) – Metodologia I. Neste teste o objetivo é determinar uma alternativa de expansão para cada cenário, bem como uma solução única considerando todos os cenários analisados e suas respectivas probabilidades de ocorrência. A função de aptidão utilizada neste exemplo é apresentada abaixo:

$$fob = C_{\text{perdas}} + \text{CEND} + C_{\text{inv}} + C_{\text{trans}}$$

- **Teste V:** Planejamento estático da expansão considerando incertezas e função de aptidão definida na equação (IV.6) – Metodologia II. Neste exemplo será determinada uma alternativa de expansão levando-se em consideração todos os cenários analisados de forma simultânea. A função de aptidão adotada neste teste é apresentada a seguir:

$$fob = \sum_{i=1}^{n_c} \rho_i \cdot \left(C_{\text{perdas}_{j,i}} + \text{CEND}_{j,i} + C_{\text{inv}_{j,i}} + C_{\text{trans}} \right)$$

- **Teste VI:** Planejamento estático considerando variações nos fatores de incertezas de carga, geração e nas probabilidades de ocorrência de cada cenário – Metodologias I e II.

V.1.3 Atendimento a Novos Pontos de Carga

- **Teste VII:** Planejamento estático considerando atendimento a novos pontos de carga.

V.1.4 Planejamento com Múltiplos Estágios

- **Teste VIII:** Planejamento considerando múltiplos estágios da expansão de redes de distribuição de energia elétrica. Neste exemplo será determinada a capacidade, localização e quando cada reforço deverá ser implantado na rede de distribuição para que a função objetivo considerada seja minimizada durante o horizonte analisado.

V.1.5 Verificação da Eficácia do AG Proposto

- **Teste IX:** Com objetivo de se verificar a capacidade do Algoritmo Genético desenvolvido neste trabalho de encontrar uma solução que corresponda ao mínimo global, serão realizados testes exaustivos em um sistema de menor porte contendo 14 barras. Neste caso, todas as possíveis alternativas de expansão serão analisadas e a melhor solução obtida será comparada com a alternativa de expansão obtida pelo AG proposto.

V.1.6 Aplicação da Metodologia a um Sistema Real

- **Teste X:** Com o objetivo de se verificar a aplicabilidade da metodologia desenvolvida neste trabalho a um sistema real, será realizado um teste considerando um sistema real de uma distribuidora do Rio de Janeiro. Para tanto, será realizado o planejamento da expansão com múltiplos estágios, considerando incertezas e todas as alternativas de expansão abordadas neste trabalho.

V.2 SISTEMA 33 BARRAS

O sistema utilizado para testar a metodologia proposta possui 1 subestação, 33 barras, 35 linhas, 32 chaves normalmente fechadas, 3 chaves normalmente abertas, tensão de 12.66 KV e carga nominal de 3,715 MW e 2,7 Mvar. A configuração referente ao horizonte de planejamento deste sistema é mostrada na figura (V.1), sendo que seus principais dados são apresentados no Apêndice B. As linhas contínuas representam as chaves NFs, as linhas pontilhadas indicam a presença de uma chave NA, ao passo que as linhas tracejadas indicam os locais candidatos à instalação de novas chaves de manobra. A única diferença entre o sistema considerado neste trabalho e o apresentado em [59] se refere ao fato de que em [59] as linhas (33) e (37) já possuem uma chave normalmente aberta instalada na rede, ao passo que neste trabalho estes locais são considerados como opções para instalação de novas chaves de manobra.

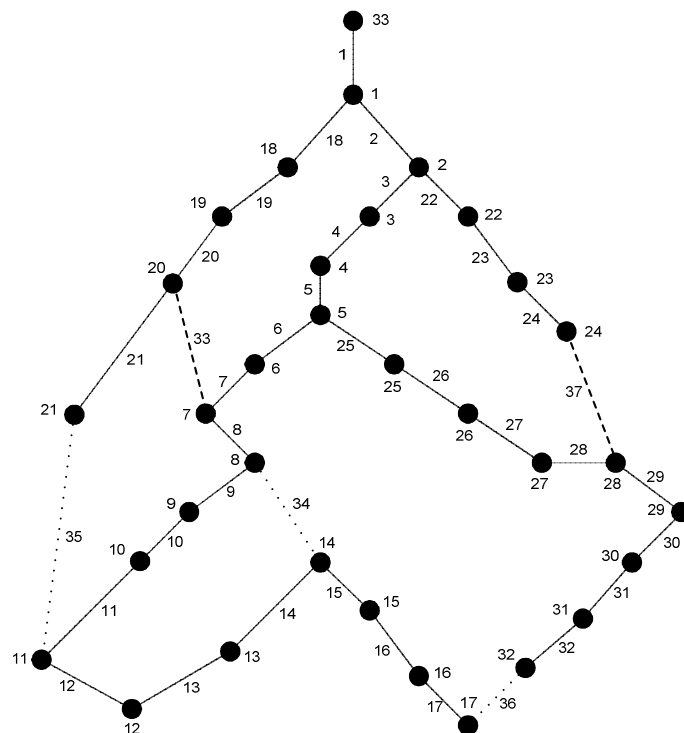


Figura V.1: Configuração do horizonte de planejamento para o sistema de 33 barras

A tabela (V.1) apresenta alguns dados relevantes referentes à configuração do horizonte de planejamento para o sistema de 33 barras, como por exemplo, custos

anualizados de perdas, Custo do Valor Esperado da Energia Não Distribuída (CEND), Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), custos anualizados de investimento, encargos pelo uso do sistema de transmissão e menor valor de tensão.

Tabela V.1: Dados relativos à configuração do horizonte de planejamento para sistema de 33 barras

Custos anualizados de perdas (R\$)	159.144,00
CEND (R\$)	1.146.381,00
Custos anualizados de investimentos (R\$)	0,00
Encargos da Transmissão	338.166,00
Custos totais (R\$)	1.643.691,00
DEC (horas / consumidor)	14,15
FEC (interrupções / consumidor)	13,26
Menor valor de tensão (p.u.)	0,973

V.3 ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO

Com intuito de se garantir o atendimento à demanda de energia elétrica com qualidade e economia, durante o horizonte de planejamento, várias alternativas de expansão foram analisadas, como mostrado a seguir:

- Reconfiguração da rede através da alteração do estado das chaves normalmente abertas, instaladas nas linhas (34), (35) e (36). O fechamento de alguma destas chaves provoca a abertura de uma outra chave pertencente ao mesmo laço para que a radialidade do sistema seja mantida;
- Alteração da topologia da rede através da instalação de novas chaves normalmente abertas. Neste trabalho, foi considerada a possibilidade de instalação de novas chaves de manobra nas linhas (33) e (37);
- Recondutoramento das linhas (5), (6), (7), (16), (17), (20), (21), (22), (23), (24), (28), (29), (30), (31) e (32). Estas linhas foram consideradas candidatas devido ao fato de estarem localizadas próximas às chaves NAs instaladas na

rede ou próximas a possíveis locais candidatos à instalação de novas chaves de manobra.

- Instalação de unidades de Geração Distribuída nas barras (6), (7), (17), (21), (23), (24), (29), (31) e (32). Foram considerados geradores com capacidade de 30, 60, 90, 120, 150, 180 e 210 kW. Estas barras foram consideradas como candidatas à instalação de GD pelo fato de estarem no final do alimentador ou possuírem as maiores cargas da rede, embora na realidade seja necessário também que estes locais sejam viáveis tecnicamente para a instalação destes equipamentos. Neste trabalho foram consideradas unidades de Geração Distribuída térmicas e eólicas.

As alternativas descritas acima foram consideradas nos testes de (I) a (VIII). Os custos unitários relativos às perdas e às alternativas de expansão são apresentados no Apêndice B.

Foi definido um conjunto de barras candidatas à instalação de GD, locais para instalação de novas chaves normalmente abertas e trechos candidatos ao recondutoramento com objetivo de se reduzir o tamanho do espaço de busca. No entanto seria possível considerar todas as linhas como candidatas ao recondutoramento, todas as barras como candidatas à instalação de GD e assim por diante.

V.4 TESTE I

Neste primeiro teste, deseja-se se determinar a alternativa de expansão que proporcione o mínimo valor para a função objetivo definida na expressão (II.9). Neste exemplo as incertezas referentes aos valores de demanda e às potências geradas pelas unidades de Geração Distribuída não foram consideradas. As GDs foram representadas como injeções fixas de potência ativa. Neste teste foram considerados fatores de ponderação unitários e parâmetros de normalização definidos na seção (IV.1.1). Alguns parâmetros e características importantes referentes ao Algoritmo Genético proposto são apresentados na tabela (V.2). Estes parâmetros foram adotados após exaustivos testes e análises.

Tabela V.2: Características e parâmetros do AG proposto

Codificação	Binária
Geração da população inicial	Aleatória
Seleção	Torneio
Cruzamento	2 pontos de corte
Mutação	Troca de 1 bit
Taxa de cruzamento	0,70
Taxa de mutação	Variável
Tamanho da população	200
Número máximo de gerações	200
Critério de parada	Número de alelos convergidos ou número máximo de gerações

As propostas de reforços e alterações na configuração do sistema considerando as 3 opções de normalização da função objetivo apresentadas na seção (IV.1.1), ou seja, normalização pelo Valor Máximo, normalização pelo Valor Médio e determinação da Adequabilidade, são apresentadas nas tabelas (V.3) e (V.4), sendo que os valores dos custos anualizados, DEC, FEC e menor valor de tensão para os 3 casos analisados são mostrados na tabela (V.5).

Tabela V.3: Linhas reconduzidas, novas chaves de manobra instaladas e nova topologia da rede – TESTE I

Reforço	Valor Máximo	Valor Médio	Adequabilidade
Novas chaves instaladas	33 e 37	33 e 37	33 e 37
Chaves abertas	6, 14, 9, 32 e 28	6, 14, 9, 17 e 28	7, 14, 9, 32 e 28
Linhas reconduzidas	20, 22, 23, 24, 29 e 30	20, 22, 23, 24, 29 e 30	5, 6, 16, 17, 20, 21, 22, 23, 24, 29, 30 e 31

De acordo com a tabela (V.3), observa-se que em todos os testes realizados houve necessidade de instalação das duas novas chaves de manobra, nas linhas (33) e (37). Em todos os casos analisados as chaves (33) e (37) permanecem fechadas, provocando consequentemente a abertura de uma chave pertencente ao mesmo laço para que a radialidade da rede seja mantida.

Tabela V.4: Geração Distribuída instalada no sistema considerando diferentes maneiras de normalização da função objetivo – TESTE I

Normalização	Barra	Potências Instaladas (kW)	Total (kW)	Grau de Penetração (%)
Pelo Valor Máximo	17 e 32	210 e 120	330,00	8,88
Pelo Valor Médio	----	----	0,00	0,00
Pela Adequabilidade	17, 31 e 32	120, 120 e 120	360,00	9,69

De acordo com os resultados apresentados na tabela (V.4), observa-se que os níveis de penetração da Geração Distribuída com relação à carga instalada na rede estão abaixo do limite estabelecido em [1], ou seja, 10 %, demonstrando a sua aplicabilidade em um sistema real de distribuição de energia elétrica.

Em duas opções de normalização da função de aptidão analisadas neste teste, as barras (17) e (32) foram selecionadas para a instalação de unidades de Geração Distribuída, sendo que a barra (31) apenas foi selecionada considerando a normalização da função de aptidão pela Adequabilidade. A normalização da função objetivo pelo Valor Médio conduz a uma solução sem instalação de nenhuma unidade de Geração Distribuída.

Tabela V.5: Custos anualizados, DEC, FEC e menor valor de tensão, considerando diferentes formas de normalização da função objetivo – TESTE I

	Valor Máximo	Valor Médio	Adequabilidade
Custo de perdas (R\$)	76.489,00	93.097,00	68.712,00
CEND (R\$)	699.173,00	792.620,00	745.377,00
Custos de investimentos (R\$)	92.270,00	21.140,00	123.181,00
Encargos da Transmissão	302.645,00	332.882,00	299.395,00
Custos totais (R\$)	1.170.577,00	1.239.739,00	1.236.665,00
DEC (horas / consumidor)	8,92	10,50	9,72
FEC (interrupções / consumidor)	11,34	11,44	11,73
Menor valor de tensão (p.u.)	1,015	1,009	1,018

Em termos de custos e confiabilidade, observa-se que a alternativa de expansão mais atraente foi obtida considerando-se a normalização da função objetivo pelo Valor Máximo.

As tabelas (V.6), (V.7) e (V.8) apresentam um resumo comparativo entre os resultados obtidos nas 3 análises realizadas neste exemplo e a configuração referente ao

horizonte de planejamento.

Tabela V.6: Redução em relação à configuração referente ao horizonte de planejamento dos diversos objetivos analisados considerando a normalização da função objetivo pelo Valor

Máximo – TESTE I

	Redução (Valor)	Redução (%)
Custo de perdas (R\$)	82.655,00	51,94
CEND (R\$)	447.208,00	39,01
Custos de investimentos (R\$)	-92.270,00	---
Encargos da transmissão	35.521,00	10,50
Custos totais (R\$)	473.114,00	28,78
DEC (horas / consumidor)	5,23	36,96
FEC (interrupções / consumidor)	1,92	14,48
Menor valor de tensão (p.u.)	-0,042	-4,32

Tabela V.7: Redução em relação à configuração do horizonte de planejamento dos diversos objetivos analisados considerando a normalização da função objetivo pelo Valor Médio –

TESTE I

	Redução (Valor)	Redução (%)
Custo de perdas (R\$)	66.047,00	41,50
CEND (R\$)	353.761,00	30,86
Custos de investimentos (R\$)	-21.140,00	-----
Encargos da transmissão	5.294,00	1,56
Custos totais (R\$)	403.952,00	24,58
DEC (horas / consumidor)	3,65	25,79
FEC (interrupções / consumidor)	1,82	13,73
Menor valor de tensão (p.u.)	-0,036	-3,70

Tabela V.8: Redução em relação à configuração do horizonte de planejamento dos diversos objetivos analisados considerando a normalização da função objetivo pela Adequabilidade

– TESTE I

	Redução (Valor)	Redução (%)
Custo de perdas (R\$)	90.432,00	56,82
CEND (R\$)	401.004,00	34,98
Custos de investimentos (R\$)	-123.181,00	---
Encargos da transmissão	38.771,00	11,47
Custos totais (R\$)	407.026,00	24,76
DEC (horas / consumidor)	4,43	31,31
FEC (interrupções / consumidor)	1,53	11,54
Menor valor de tensão (p.u.)	-0,045	-4,62

Os valores negativos verificados nas tabelas (V.6), (V.7) e (V.8), relativos às reduções referentes aos custos de investimento e menor valor de tensão, se devem ao fato do aumento destes termos em relação à configuração referente ao horizonte de planejamento. Com relação aos custos de investimentos, este comportamento é verificado devido ao fato de na configuração referente ao horizonte de planejamento ser nulo o montante de investimentos. Com relação ao menor valor de tensão, o raciocínio é análogo, visto que em todas as alternativas de expansão obtidas, o menor valor de tensão encontrado é superior ao menor valor de tensão considerando-se a configuração referente ao horizonte de planejamento.

O método da soma ponderada é uma alternativa simples e de fácil implementação para a resolução de problemas com função objetivo constituída por fatores de naturezas distintas e muitas vezes conflitantes, como é o caso do planejamento da expansão de redes de distribuição de energia elétrica. Em contrapartida, a escolha dos parâmetros de normalização é um fator limitante deste método, pois depende diretamente da experiência do planejador. Neste teste foram analisadas 3 formas de normalização da função objetivo. Pelos resultados apresentados pode-se observar que a determinação dos parâmetros de normalização interfere diretamente na qualidade da solução encontrada pelo algoritmo de otimização. Neste exemplo a normalização da função objetivo pelo Valor Máximo se mostrou mais indicada, mas esta afirmação não pode ser generalizada, pois é possível que em outros problemas de otimização, este comportamento não se verifique.

As configurações sugeridas pelo algoritmo proposto neste trabalho são apresentadas na figuras (V.2), (V.3) e (V.4) para cada um dos critérios de normalização considerados.

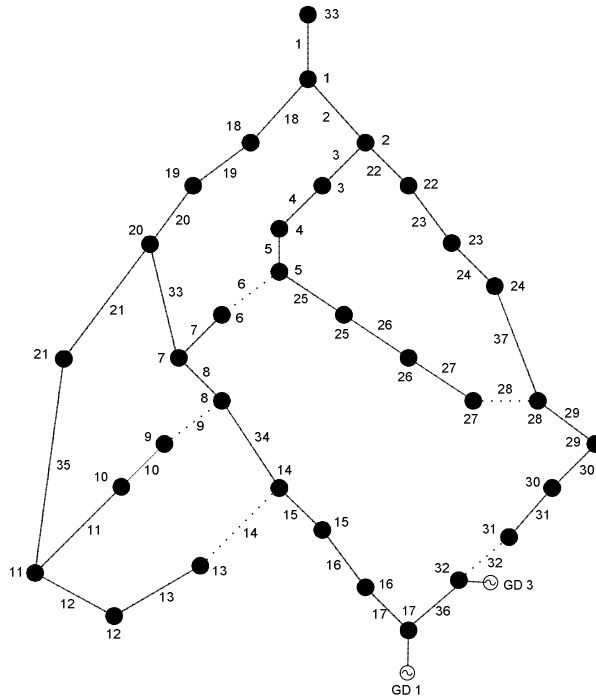


Figura V.2: Configuração final considerando normalização da função objetivo pelo Valor Máximo - TESTE I

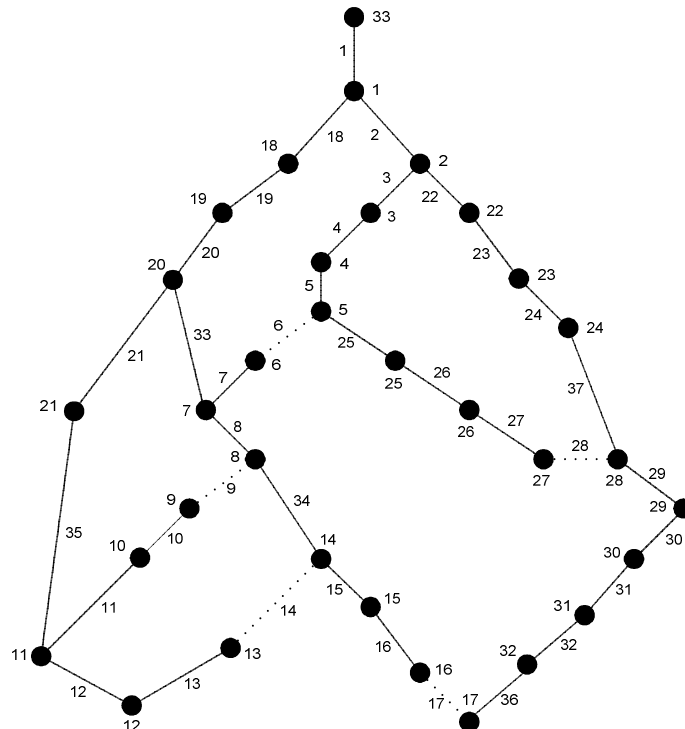


Figura V.3: Configuração final considerando normalização da função objetivo pelo Valor Médio - TESTE I

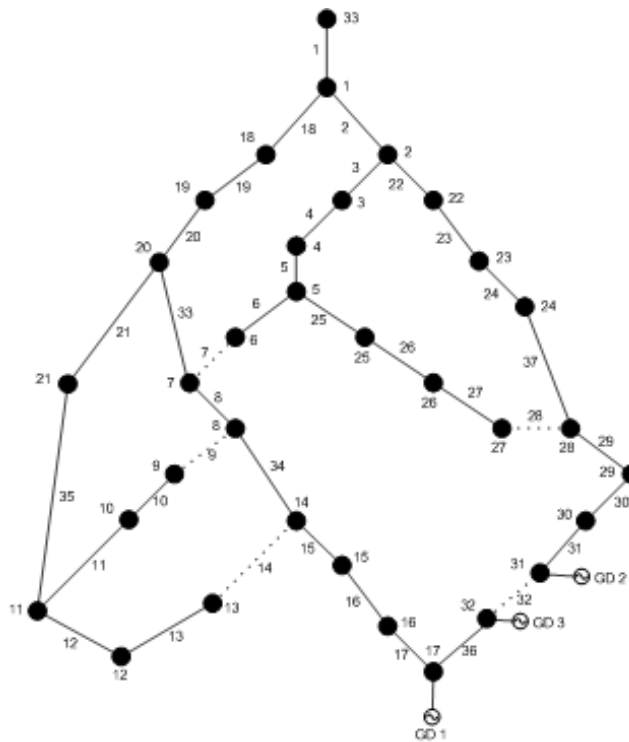


Figura V.4: Configuração final considerando normalização da função objetivo pela Adequabilidade - TESTE I

V.5 TESTE II

Neste segundo teste, deseja-se determinar a alternativa de expansão que proporcione o mínimo custo global, de acordo com a expressão (II.10). Neste exemplo as incertezas referentes aos valores de demanda e às potências geradas pelas unidades de Geração Distribuída não foram consideradas. As GDs foram representadas como injeções fixas de potência ativa.

O processo evolutivo foi encerrado após 200 gerações. As propostas de reforços e alterações na configuração do sistema são apresentadas nas tabelas (V.9) e (V.10), sendo que os valores dos custos anualizados, DEC, FEC e menor valor de tensão são mostrados na tabela (V.11).

Tabela V.9: Linhas reconduzidas, novas chaves de manobra instaladas e nova topologia da rede considerando o mínimo custo – TESTE II

Reforço	Linha do sistema
Novas chaves instaladas	33 e 37
Chaves abertas	6, 14, 9, 32 e 28
Linhas reconduzidas	22, 23 e 24

De acordo com a tabela (V.9), observa-se que as chaves (33) e (37) foram selecionadas como reforços e devem permanecer fechadas, provocando conseqüentemente a abertura de uma chave pertencente ao mesmo laço para que a radialidade da rede seja mantida, neste caso as chave (6) e (28), respectivamente.

Tabela V.10: Geração Distribuída instalada no sistema considerando o mínimo custo – TESTE II

Barra	Potências Instaladas (kW)	Total (kW)	Grau de Penetração (%)
17 e 32	210, 120	330,00	8,88

Os geradores conectados às barras (6), (7), (21), (23), (24), (29) e (31) não foram selecionados para serem instalados na rede de acordo com a solução encontrada.

Tabela V.11: Custos anualizados, DEC, FEC e menor valor de tensão considerando o mínimo custo – TESTE II

Custo de perdas (R\$)	79.661,00
CEND (R\$)	699.173,00
Custos de investimentos (R\$)	82.558,00
Encargos da transmissão	302.889,00
Custos totais (R\$)	1.164.291,00
DEC (horas / consumidor)	8,92
FEC (interrupções / consumidor)	11,34
Menor valor de tensão (p.u.)	1,013

A tabela (V.12) apresenta um resumo comparativo entre resultados obtidos neste teste e a configuração referente ao horizonte de planejamento. Com relação aos custos totais apresentados neste exemplo em relação à configuração do horizonte de planejamento, observa-se uma redução de R\$ 479.400,00 por ano, ou seja, aproximadamente 29,17% e uma melhora acentuada nos índices de confiabilidade.

Tabela V.12: Redução em relação à configuração do horizonte de planejamento dos diversos objetivos analisados considerando o mínimo custo global – TESTE II

	Redução (Valor)	Redução (%)
Custo de perdas (R\$)	79.483,00	49,94
CEND (R\$)	447.208,00	39,01
Custos de investimentos (R\$)	-82.558,00	-----
Encargos da transmissão	35.277,00	10,43
Custos totais (R\$)	479.400,00	29,17
DEC (horas / consumidor)	5,23	36,96
FEC (interrupções / consumidor)	1,92	14,48
Menor valor de tensão (p.u.)	-0,04	-4,11

Observe que a solução obtida neste exemplo apresenta custos totais inferiores às soluções encontradas no TESTE I. Este fato mostra a eficiência da função de aptidão descrita na equação (II.10) quando o objetivo principal a ser alcançado se refere a uma minimização dos custos. Em relação aos índices de confiabilidade, observa-se que a solução encontrada neste exemplo é equivalente à do TESTE I.

A configuração sugerida pelo algoritmo proposto neste trabalho para este teste é apresentada na figura (V.5), sendo que as figuras (V.6) e (V.7) mostram, respectivamente, a evolução do menor valor e da média da função de aptidão durante o processo evolutivo.

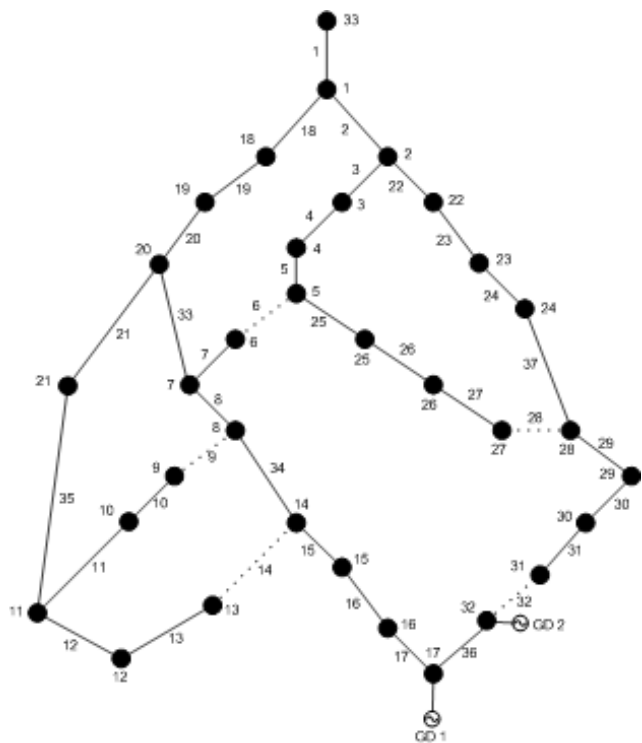


Figura V.5: Configuração final considerando mínimo custo - TESTE II

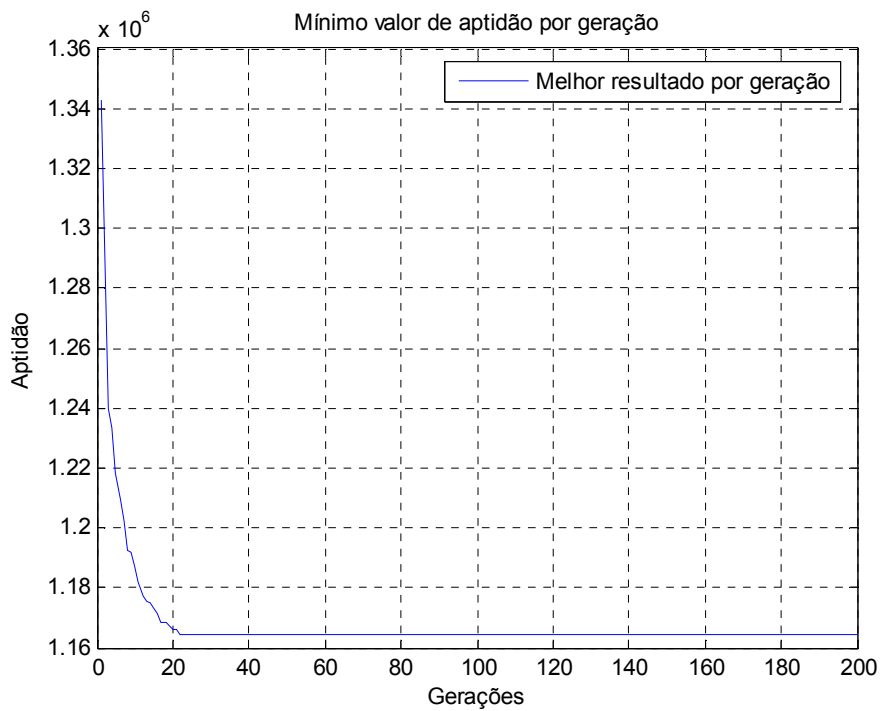


Figura V.6: Melhor valor de aptidão por geração - TESTE II

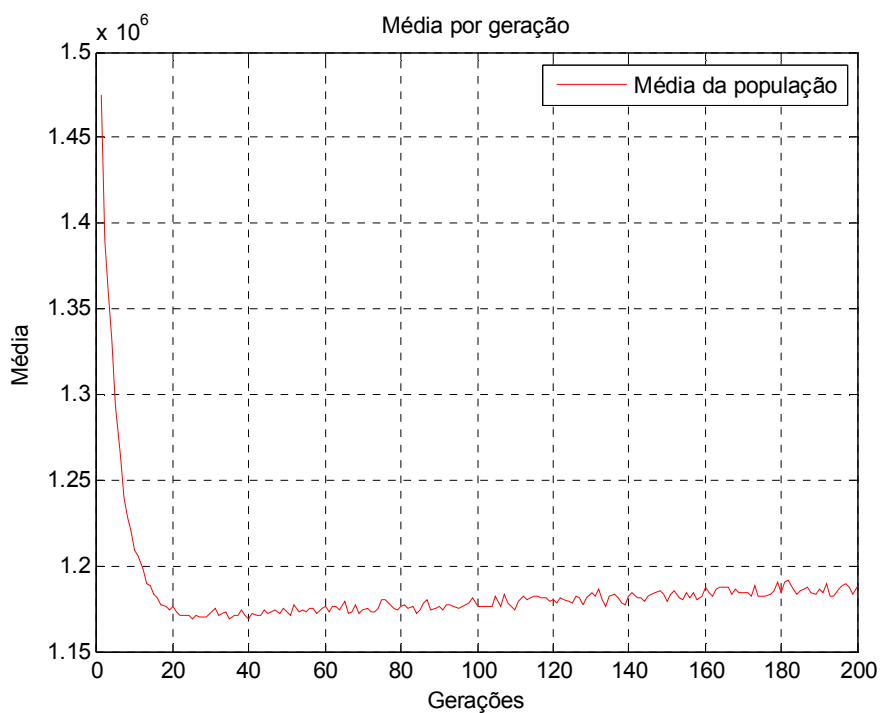


Figura V.7: Evolução da média da função de aptidão a cada geração - TESTE II

Diferentemente do TESTE I, a análise realizada neste exemplo independe da interferência do planejador visto que não há necessidade de determinação dos parâmetros de normalização. Por outro lado a função objetivo considerada neste caso é constituída apenas por fatores que permitem serem tratados como sendo um único objetivo, ou seja, minimização dos custos. Com relação ao esforço computacional envolvido no processo de otimização, não há alterações significativas entre os dois testes. Para cada geração analisada são gastos aproximadamente 2 minutos.

V.6 TESTE III

Em muitos estudos, os objetivos a serem otimizados são conflitantes e não podem ser tratados como um único objetivo, como nos exemplos anteriores. Com intuito de se verificar a eficiência do algoritmo proposto na seção (IV.6), um terceiro teste foi realizado com objetivo de se determinar as soluções Pareto-ótimas. Neste caso, a função objetivo a ser otimizada é composta pelas perdas anuais de energia, DEC, FEC e custos anualizados de investimento e encargos com a transmissão, como mostrado na equação (II.11).

O conjunto de soluções não dominadas encontrado pelo algoritmo é composto por 191 configurações que podem ser submetidas a um determinado processo de decisão para que uma alternativa de expansão seja escolhida entre as soluções Pareto-ótimas.

A figura (V.8) apresenta o conjunto de soluções não dominadas ou Pareto-ótimas obtidas após a execução do AG Multiobjetivo proposto neste trabalho. Para facilitar a visualização serão apresentados os valores referentes às perdas de energia, DEC e custos de investimento acrescidos dos encargos da transmissão. O FEC foi considerado durante a execução do processo evolutivo, mas não será apresentado neste gráfico.

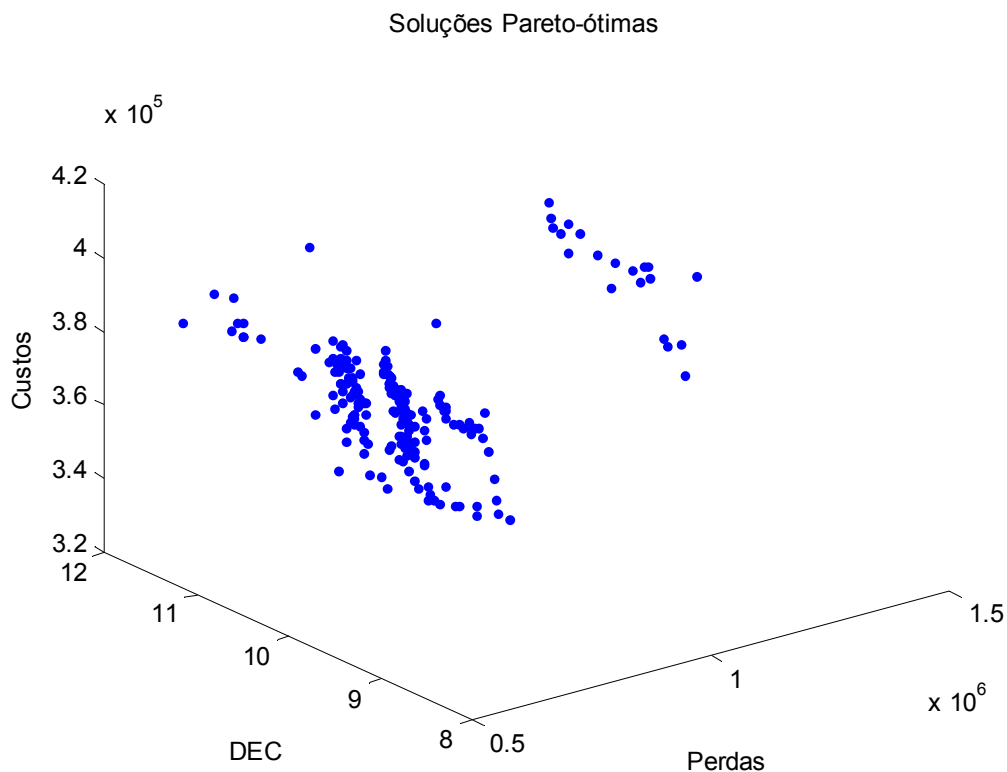


Figura V.8: Conjunto de soluções Pareto-ótimas – TESTE III

O conjunto de soluções Pareto-ótimas foi submetido a um processo decisório para a determinação das melhores alternativas de expansão. Neste caso foram consideradas as possibilidades de normalização da função objetivo como apresentado na seção (IV.1.1). As soluções obtidas considerando-se a normalização da função objetivo pelo Valor Máximo apresentaram custos totais inferiores às soluções obtidas considerando-se a normalização pelo Valor Médio ou pela Adequabilidade.

As propostas de reforços e alterações na configuração do sistema considerando a normalização da função objetivo pelo Valor Máximo para as 5 melhores opções de expansão entre as soluções Pareto-ótimas são apresentadas nas tabelas (V.13) e (V.14), sendo que os valores dos custos anualizados, DEC, FEC e menor valor de tensão são mostrados nas tabelas (V.15) e (V.16).

Tabela V.13: Linhas reconduzidas, novas chaves de manobra instaladas e nova topologia da rede para as 5 melhores alternativas de expansão considerando normalização da função objetivo pelo Valor Máximo – TESTE III

Solução	Novas chaves instaladas	Chaves abertas	Linhas reconduzidas
1	33 e 37	6, 14, 9, 32 e 28	22, 23 e 24
2	33 e 37	6, 14, 9, 32 e 28	20, 22, 23 e 24
3	33 e 37	6, 14, 9, 32 e 28	22 e 23
4	33 e 37	6, 14, 9, 32 e 28	20, 22 e 23
5	33 e 37	6, 14, 9, 32 e 28	20, 22, 23, 24 e 29

Tabela V.14: Geração Distribuída instalada no sistema para as 5 melhores opções de expansão considerando a normalização pelo Valor Máximo – TESTE III

Solução	Barra	Pg (kW)	Barra	Pg (kW)	Total (kW)	G.P (%)
1	17	120	32	210	330,00	8,88
2	17	180	32	150	330,00	8,88
3	17	180	32	150	330,00	8,88
4	17	120	32	210	330,00	8,88
5	17	180	32	150	330,00	8,88

Tabela V.15: Custos anualizados para as 5 melhores alternativas de expansão considerando a normalização pelo Valor Máximo – TESTE III

Solução	C_{perdas} (R\$)	CEND (R\$)	C_{trans} (R\$)	C_{inv} (R\$)	Total (R\$)
1	79.729,00	699.173,00	302.904,00	82.558,00	1.164.364,00
2	77.689,00	699.173,00	302.741,00	84.938,00	1.164.541,00
3	84.225,00	699.173,00	303.264,00	78.257,00	1.164.919,00
4	82.288,00	699.173,00	303.109,00	80.637,00	1.165.207,00
5	77.045,00	699.173,00	302.690,00	87.091,00	1.165.998,00

Tabela V.16: DEC, FEC e menor valor de tensão para as 5 melhores opções de expansão considerando a normalização pelo Valor Máximo – TESTE III

Solução	DEC	FEC	V_{min}
1	8,92	11,34	1,013
2	8,92	11,34	1,015
3	8,92	11,34	1,013
4	8,92	11,34	1,014
5	8,92	11,34	1,015

A tabela (V.17) apresenta um resumo comparativo entre o resultado obtido neste teste para a melhor alternativa de expansão e a configuração referente ao horizonte de planejamento apresentada na figura (V.1). Com relação aos custos totais apresentados em

relação à configuração do horizonte de planejamento observa-se uma redução anual de R\$ 479.327,00, ou seja, aproximadamente 29,16% e uma melhora acentuada nos índices de confiabilidade.

Tabela V.17: Redução em relação à configuração referente ao horizonte de planejamento –
TESTE III

	Redução (Valor)	Redução (%)
Custo de perdas (R\$)	79.415,00	49,90
CEND (R\$)	447.208,00	39,01
Custos de investimentos (R\$)	-82.558,00	-----
Encargos da transmissão	35.262,00	10,43
Custos totais (R\$)	479.327,00	29,16
DEC (horas / consumidor)	5,23	36,96
FEC (interrupções / consumidor)	1,92	14,48
Menor valor de tensão (p.u.)	-0,040	-4,11

A figura (V.9) apresenta a configuração referente à melhor opção de expansão encontrada neste teste considerando a normalização da função objetivo pelo Valor Máximo.

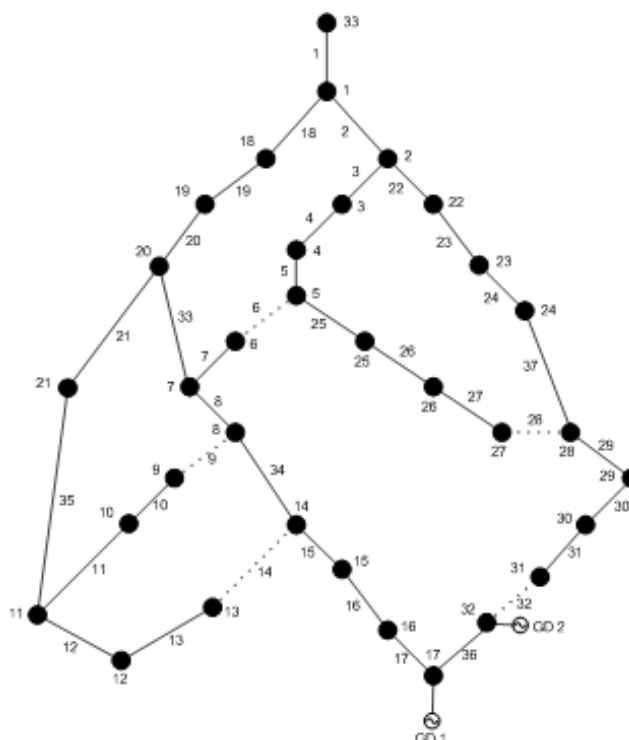


Figura V.9: Configuração final considerando a normalização da função objetivo pelo Valor Máximo - TESTE III

Embora possua custo total um pouco superior ao custo apresentado pela solução obtida no TESTE II, esta solução pode ser considerada como sendo de ótima qualidade, pois contempla objetivos de naturezas diversas e conflitantes como, por exemplo, custos e confiabilidade. Em relação aos demais objetivos, a solução obtida apresenta o mesmo desempenho que a solução obtida no TESTE II.

Depois de obtido o conjunto de soluções Pareto-ótimas, outros processos decisórios podem ser utilizados para a determinação da melhor alternativa de expansão. Além disso, existe a possibilidade da exploração das diferentes soluções que compõem a Frente de Pareto no sentido de identificar características relevantes para o processo de tomada de decisão. A seguir são apresentadas as configurações, dentre as 191 soluções Pareto-ótimas obtidas neste teste, correspondentes aos menores valores de perdas, DEC, FEC, custos de investimentos e encargos com a transmissão.

Tabela V.18: Linhas reconduzidas, novas chaves de manobra instaladas e nova topologia da rede para as alternativas referentes aos valores mínimos de cada objetivo considerado –

TESTE III

Objetivo	Novas chaves instaladas	Chaves abertas	Linhas reconduzidas
Perdas	33 e 37	7, 14, 9, 32 e 28	20, 22, 23, 24 e 29
DEC	33 e 37	6, 14, 9, 32 e 28	20, 22 e 23
FEC	33 e 37	6, 14, 9, 32 e 23	5, 20, 22, 23, 24, 29 e 30
C_{inv}	33 e 37	6, 14, 9, 36 e 28	----
C_{trans}	33 e 37	6, 14, 9, 32 e 28	20, 22, 23, 24 e 29

Tabela V.19: Geração Distribuída instalada no sistema para as alternativas referentes aos valores mínimos de cada objetivo considerado – TESTE III

Solução	Barras	Pg (KW)	Total (KW)	G.P (%)
Perdas	6, 7, 17 e 32	30, 30, 120 e 180	360,00	9,69
DEC	17 e 32	120 e 210	330,00	8,88
FEC	6, 17, 21, 24, 29, 30 e 31	30, 30, 60, 30, 30, 60 e 120	360,00	9,69
C_{inv}	----	----	0,00	0,00
C_{trans}	6, 7, 17 e 32	30, 30, 120 e 180	360,00	9,69

Tabela V.20: Custos anualizados para as alternativas referentes aos valores mínimos de cada objetivo considerado – TESTE III

Solução	C_{perdas} (R\$)	CEND (R\$)	C_{trans}	C_{inv} (R\$)	Total (R\$)
Perdas	72.191,00	743.592,00	299.673,00	96.389,00	1.211.845,00
DEC	82.288,00	699.173,00	303.109,00	80.637,00	1.165.207,00
FEC	136.733,00	916.310,00	304.837,00	102.826,00	1.460.705,00
C_{inv}	119.637,00	777.235,00	335.005,00	722,95	1.232.599,95
C_{trans}	72.191,00	743.592,00	299.673,00	96.389,00	1.211.845,00

Tabela V.21: DEC, FEC e menor valor de tensão para as alternativas referentes aos valores mínimos de cada objetivo considerado – TESTE III

Solução	DEC	FEC	V_{min}
Perdas	9,68	11,73	1,017
DEC	8,92	11,34	1,007
FEC	10,23	11,15	1,015
C_{inv}	10,34	11,63	1,018
C_{trans}	9,68	11,73	1,017

Cabe ressaltar que existem outras soluções Pareto-ótimas que possuem os mesmos valores de DEC e FEC das alternativas de expansão apresentadas acima.

Os testes apresentados até o momento dedicam-se ao planejamento estático da expansão de redes de distribuição desconsiderando as incertezas referentes às cargas e potências geradas pelas unidades de Geração Distribuída. No TESTE I foi apresentado um método simplificado no qual os termos que compõem a função objetivo são analisados como sendo um único objetivo através de uma soma ponderada. O método da soma ponderada é de fácil implementação e apresenta resultados de boa qualidade. Por outro lado, trata-se de um método muito sujeito à interferência por parte do planejador, visto que há a necessidade da informação a priori dos fatores de ponderação e parâmetros de normalização.

O TESTE II considerou uma função objetivo constituída apenas por termos de mesma natureza que podem ser somados diretamente. Neste caso não há a necessidade de determinação dos parâmetros de normalização e fatores de ponderação. Esta característica permite que este método encontre soluções de melhor qualidade em relação ao método da soma ponderada. Em termos de esforço computacional, as duas metodologias são equivalentes.

Uma alternativa para o tratamento de problemas com função objetiva constituída por termos de naturezas distintas e geralmente conflitantes refere-se à determinação das soluções Pareto-ótimas, como ilustrado no TESTE III. Este método obtém como solução um conjunto de alternativas de expansão de ótima qualidade que podem ser submetidos a um processo decisório para que uma das soluções obtidas seja selecionada para ser implantada. Os três métodos citados apresentam resultados de boa qualidade e a aplicação de um ou de outro método dependerá das características e objetivos a serem considerados.

V.7 TESTE IV

Neste quarto teste, as incertezas referentes à demanda e às potências geradas pelas unidades de Geração Distribuída foram consideradas durante o processo evolutivo. O objetivo é determinar em um primeiro instante, para cada cenário considerado, a alternativa de expansão que proporcione o mínimo custo global, de acordo com a expressão (II.10), como descrito na Metodologia I. Foram considerados 3 cenários de carga e 3 cenários de geração, totalizando 9 cenários com diferentes probabilidades de ocorrência, conforme mostrado nas tabelas (V.22), (V.23) e (V.24).

Tabela V.22: Cenários de carga considerados – TESTE IV

Cenário de carga	Fator de incerteza de carga (fc)	Probabilidade de ocorrência (%)
1	1,0	40
2	1,1	30
3	1,2	30

Tabela V.23: Cenários de geração considerados – TESTE IV

Cenário de geração	Fator de incerteza de geração (fg)	Probabilidade de ocorrência (%)
1	1,0	50
2	0,8	30
3	0,6	20

Tabela V.24: Cenários considerados – TESTE IV

Cenário	fc	fg	Probabilidade de ocorrência (%)
1	1,0	1,0	20
2	1,0	0,8	12
3	1,0	0,6	8
4	1,1	1,0	15
5	1,1	0,8	9
6	1,1	0,6	6
7	1,2	1,0	15
8	1,2	0,8	9
9	1,2	0,6	6

Neste caso, tem-se:

fc Fator adotado para obtenção dos diferentes patamares de carga, como segue:

$$Pl_{i,j} = Pl_{i,Nominal} \cdot fc$$

sendo que:

$Pl_{i,j}$ Carga referente à barra i considerando o cenário j;

$Pl_{i,Nominal}$ Carga nominal referente à barra i;

fg Fator utilizado para determinação dos diferentes níveis de geração, como segue:

$$Pg_{i,j} = Pg_{i,Nominal} \cdot fg$$

onde:

$Pg_{i,j}$ Potência gerada na barra i considerando o cenário j;

$Pg_{i,Nominal}$ Potência nominal gerada na barra i.

As propostas de reforços e alterações na configuração do sistema para cada cenário analisado são apresentadas nas tabelas (V.25) e (V.26). Os valores dos custos anualizados

são mostrados na tabela (V.27), sendo que os índices de confiabilidade e menor valor de tensão para cada cenário são mostrados na tabela (V.28).

Tabela V.25: Linhas reconduzoradas, novas chaves de manobra instaladas e nova topologia da rede para cada cenário considerando incertezas através da Metodologia I – TESTE IV

Cenário	Novas chaves instaladas	Chaves abertas	Linhas reconduzoradas
1	33 e 37	6, 14, 9, 32 e 28	22, 23 e 24
2	33 e 37	6, 14, 9, 32 e 28	22, 23 e 24
3	33 e 37	6, 14, 9, 32 e 28	20, 22, 23 e 24
4	33 e 37	6, 14, 9, 32 e 28	20, 22, 23 e 24
5	33 e 37	6, 14, 9, 32 e 28	20, 22, 23 e 24
6	33 e 37	6, 14, 9, 32 e 28	20, 22, 23 e 24
7	33 e 37	6, 14, 9, 32 e 28	20, 22, 23 e 24
8	33 e 37	6, 14, 9, 32 e 28	20, 22, 23 e 24
9	33 e 37	6, 14, 9, 32 e 28	20, 22, 23 e 24

De acordo com a tabela (V.25) pode-se observar que a opção de chaveamento permanece a mesma, independentemente do cenário analisado. Com relação ao reconduzoramento, foram obtidas duas possibilidades, sendo que a diferença entre elas se encontra no reconduzoramento ou não da linha (20).

Tabela V.26: Geração Distribuída instalada no sistema em cada cenário considerando a Metodologia I – TESTE IV

Cenário	Barra	Pg (kW)	Barra	Pg (kW)	Total (kW)	G.P (%)
1	17	210	32	120	330,00	8,88
2	17	210	32	210	420,00	9,04
3	---	---	---	---	0,00	0,00
4	17	180	32	210	390,00	9,54
5	17	180	32	120	300,00	5,87
6	---	---	---	---	0,00	0,00
7	17	150	32	120	270,00	6,06
8	17	210	32	120	330,00	5,92
9	---	---	---	---	0,00	0,00

onde:

G.P Grau de penetração da GD em relação à carga.

Cabe ressaltar que os valores referentes ao grau de penetração foram obtidos levando-se em consideração os fatores de incertezas de carga e geração de cada cenário.

Tabela V.27: Custos anualizados referentes à solução obtida para cada cenário analisado – TESTE IV – Metodologia I

Cenário	C_{perdas} (R\$)	CEND (R\$)	C_{trans}	C_{inv} (R\$)	Total (R\$)
0	192.514,00	1.249.556,00	370.124,00	0,00	1.812.194,00
1	100.120,00	783.894,00	337.872,00	82.558,00	1.304.444,00
2	96.188,00	770.954,00	330.777,00	101.957,00	1.299.876,00
3	118.754,00	818.360,00	364.223,00	13.808,00	1.315.145,00
4	94.905,00	778.154,00	332.934,00	97.871,00	1.303.864,00
5	98.859,00	789.430,00	340.031,00	78.471,00	1.306.791,00
6	118.754,00	818.360,00	364.223,00	13.808,00	1.315.145,00
7	100.388,00	792.823,00	342.413,00	72.005,00	1.307.629,00
8	97.429,00	783.894,00	337.657,00	84.938,00	1.303.918,00
9	118.754,00	818.360,00	364.223,00	13.808,00	1.315.145,00

Nas tabelas (V.27) e (V.28), o cenário (0) corresponde à configuração referente ao horizonte de planejamento.

Tabela V.28: DEC, FEC e Menor Valor de Tensão referentes à solução obtida para cada cenário analisado – TESTE IV – Metodologia I

Cenário	DEC	FEC	V_{min}
0	14,16	13,26	0,966
1	9,41	11,34	1,005
2	9,12	11,34	1,008
3	10,00	11,34	0,990
4	9,28	11,34	1,010
5	9,54	11,34	1,006
6	10,00	11,34	0,990
7	9,59	11,34	1,005
8	9,41	11,34	1,008
9	10,00	11,34	0,990

Os valores apresentados nas tabelas (V.27) e (V.28) foram obtidos considerando-se todos os cenários analisados de forma simultânea, como descrito na equação (IV.6). Este procedimento foi adotado com intuito de se observar o comportamento de cada proposta de

expansão levando-se em consideração todos os cenários, e não somente aquele no qual esta solução foi obtida.

A tabela (V.29) apresenta uma comparação percentual de custos, menor valor de tensão e índices de confiabilidade entre as configurações obtidas neste teste para cada cenário e a configuração do horizonte de planejamento apresentada na figura (V.1). Neste caso, os custos, índices de confiabilidade e menor valor de tensão referentes à configuração do horizonte de planejamento, também foram obtidos considerando todos os cenários através da equação (IV.6).

Tabela V.29: Redução percentual em relação à configuração do horizonte de planejamento dos diversos objetivos considerando cada cenário de carga e geração – TESTE IV

Cenário	C_{perdas}	CEND	C_{trans}	C_{inv}	C_{totais}	DEC	FEC	V_{min}
1	47,99	37,27	8,72	----	28,02	33,55	14,48	-4,04
2	50,04	38,30	10,63	----	28,27	35,59	14,48	-4,35
3	38,31	34,51	1,59	----	27,43	29,38	14,48	-2,48
4	50,70	37,73	10,05	----	28,05	34,46	14,48	-4,55
5	48,65	36,82	8,13	----	27,88	32,63	14,48	-4,14
6	38,31	34,51	1,59	----	27,43	29,38	14,48	-2,48
7	47,85	36,55	7,49	----	27,84	32,27	14,48	-4,04
8	49,39	37,27	8,77	----	28,05	33,55	14,48	-4,35
9	38,31	34,51	1,59	----	27,43	29,38	14,48	-2,48

A tabela (V.30) apresenta para cada objetivo a maior redução percentual em relação à configuração referente ao horizonte de planejamento bem como os cenários nos quais estes valores foram obtidos.

Tabela V.30: Maior redução percentual em relação à configuração referente ao horizonte de planejamento para os diversos objetivos analisados – TESTE IV

Objetivo	Maior redução (%)	Cenário de ocorrência
C_{perdas}	50,70	4
CEND	38,30	2
C_{trans}	10,63	2
C_{inv}	----	----
C_{totais}	28,27	2
DEC	35,59	5
FEC	14,48	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 e 9
V_{min}	-4,55	4

Em um processo decisório, na Fase II da Metodologia I, deseja-se determinar a alternativa de expansão que proporcione o mínimo custo global considerando todos os cenários analisados e suas respectivas probabilidades de ocorrência, como descrito na Metodologia I, seção (IV.5.1).

As propostas de reforços e alterações na configuração do sistema, selecionadas pelo processo decisório, são apresentadas nas tabelas (V.31) e (V.32), sendo que os valores dos custos anualizados, DEC, FEC e menor valor de tensão são mostrados na tabela (V.33).

Tabela V.31: Linhas reconduzidas, novas chaves de manobra instaladas e nova topologia da rede considerando mínimo custo – TESTE IV – FASE II - Metodologia I

Reforço	Linha do sistema
Novas chaves instaladas	33 e 37
Chaves abertas	6, 14, 9, 32 e 28
Linhas reconduzidas	20, 22, 23 e 24

Tabela V.32: Geração Distribuída instalada no sistema considerando o mínimo custo – TESTE IV – FASE II - Metodologia I

Barra	Potências Instaladas (kW)	Total (kW)	Grau de penetração (%)
17 e 32	210, 120	330,00	6,39

A diferença entre esta solução e a obtida no TESTE II onde foram desconsideradas as incertezas referentes às cargas e potências geradas pelas GDs, se encontra apenas no reconduzimento da linha (20), ou seja, ao se considerar as incertezas o reconduzimento desta linha é incorporado ao plano de obras.

Tabela V.33: Custos anualizados considerando o mínimo custo – TESTE IV – FASE II - Metodologia I

Custo de perdas (R\$)	97.429,00
CEND (R\$)	783.894,00
Custos de investimentos (R\$)	84.938,00
Encargos da transmissão	337.657,00
Custos totais (R\$)	1.303.918,00
DEC (horas / consumidor)	9,41
FEC (interrupções / consumidor)	11,34
Menor valor de tensão (p.u.)	1,008

A tabela (V.34) apresenta um resumo comparativo entre os resultados obtidos neste teste e a configuração do horizonte de planejamento. Com relação aos custos totais apresentados em relação à configuração do horizonte de planejamento, observa-se uma redução anual de R\$ 508.275,00, ou seja, aproximadamente 28,05%.

Tabela V.34: Redução em relação à configuração referente ao horizonte de planejamento –
TESTE IV – FASE II - Metodologia I

	Redução (Valor)	Redução (%)
Custo de perdas (R\$)	95.085,00	49,39
CEND (R\$)	465.662,00	37,27
Custos de investimentos (R\$)	-84.938,00	-----
Encargos da transmissão	32.467,00	8,77
Custos totais (R\$)	508.275,00	28,05
DEC (horas / consumidor)	4,75	33,55
FEC (interrupções / consumidor)	1,92	14,48
Tensão mínima (p.u.)	-0,042	-4,35

A figura (V.10) apresenta a configuração encontrada no TESTE IV, Fase II, através da Metodologia I.

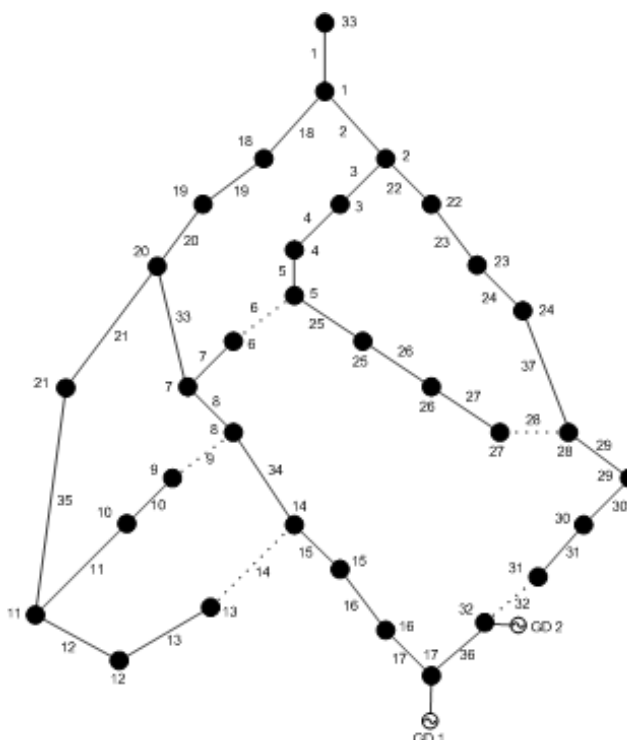


Figura V.10: Configuração final considerando mínimo custo - TESTE IV – Fase II -
Metodologia I

As incertezas referentes às cargas e potências geradas pelas unidades de Geração Distribuída são características inerentes ao problema do planejamento da expansão de redes de distribuição de energia elétrica. Portanto, a consideração das incertezas durante o processo de otimização, como apresentado acima, permite que a solução obtida seja mais comprometida com a realidade visto que vários cenários com suas respectivas probabilidades de ocorrência são analisados e não apenas 1 cenário como mostrado nos testes desconsiderando as incertezas da carga e GD. Para cada cenário considerado é apresentada uma configuração ótima, permitindo que o planejador tenha um leque de opções e não apenas uma como verificado nos casos em que as incertezas foram desconsideradas. Em contrapartida, o esforço computacional envolvido no processo de representação das incertezas é proporcional ao número de cenários analisados, ou seja, neste exemplo, o esforço computacional considerando as incertezas foi 9 vezes superior ao esforço computacional quando analisado apenas 1 cenário.

Submetendo-se as soluções obtidas para cada cenário a um processo decisório, pode-se determinar uma solução comprometida com todos os cenários. Neste exemplo em particular, as configurações ótimas obtidas considerando ou não as incertezas foram praticamente equivalentes, diferenciando-se apenas com relação ao recondutoramento ou não da linha (20), mas é possível que em muitos casos as soluções encontradas sejam bastante distintas.

V.8 TESTE V

Assim como no teste anterior, as incertezas referentes à demanda e às potências geradas pelas unidades de Geração Distribuída foram consideradas durante o processo evolutivo. Neste caso o objetivo é determinar em uma única etapa, a alternativa de expansão que proporcione o mínimo custo global considerando simultaneamente diversos cenários de carga e geração e suas respectivas probabilidades de ocorrência, de acordo com a expressão (IV.6), como descrito na Metodologia II. Neste teste foram considerados os mesmos cenários de carga e geração apresentados no TESTE IV.

As propostas de reforços e alterações na configuração do sistema são apresentadas nas tabelas (V.35) e (V.36), sendo que os valores dos custos anualizados, DEC, FEC e menor valor de tensão são mostrados na tabela (V.37).

Tabela V.35: Linhas reconduzidas, novas chaves de manobra instaladas e nova topologia da rede considerando mínimo custo – TESTE V – Metodologia II

Reforço	Linha do sistema
Novas chaves instaladas	33 e 37
Chaves abertas	6, 14, 9, 32 e 28
Linhas reconduzidas	22, 23 e 24

Tabela V.36: Geração Distribuída instalada no sistema considerando o mínimo custo – TESTE V - Metodologia II

Barra	Potências Instaladas (kW)	Total (kW)	Grau de Penetração (%)
17 e 32	210, 210	420,00	8,14

Tabela V.37: Custos anualizados considerando mínimo custo – TESTE V - Metodologia II

Custo de perdas (R\$)	96.188,00
CEND (R\$)	770.954,00
Custos de investimentos (R\$)	101.957,00
Encargos da transmissão	330,777,00
Custos totais (R\$)	1.299.876,00
DEC (horas / consumidor)	9,12
FEC (interrupções / consumidor)	11,34
Menor valor de tensão (p.u.)	1,008

A tabela (V.38) apresenta um resumo comparativo entre resultados obtidos neste teste e a configuração do horizonte de planejamento. Com relação aos custos totais apresentados em relação à configuração do horizonte de planejamento, observa-se uma redução anual de R\$ 512.316,00, ou seja, aproximadamente 28,27%.

Tabela V.38: Redução em relação à configuração referente ao horizonte de planejamento – TESTE V – Metodologia II

	Redução (Valor)	Redução (%)
Custo de perdas (R\$)	96.326,00	50,04
CEND (R\$)	478.602,00	38,30
Custos de investimentos (R\$)	-101.957,00	-----
Encargos da transmissão	39.347,00	10,63
Custos totais (R\$)	512.316,00	28,27
DEC (horas / consumidor)	5,04	35,59
FEC (interrupções / consumidor)	1,92	14,48
Tensão Mínima (p.u.)	-0,042	-4,35

Pode-se observar que a solução encontrada pela Metodologia II é superior à configuração obtida pela Metodologia I em termos de custos e confiabilidade. Este comportamento se justifica pelo fato de que na Metodologia II todos os cenários são analisados de forma simultânea sendo que na Metodologia I cada cenário é considerado de forma individualizada e somente em uma segunda fase, através de um processo decisório, a melhor alternativa de expansão é obtida. Em contrapartida, a Metodologia I oferece um conjunto de soluções e não apenas uma solução como na Metodologia II. O esforço computacional requerido pela Metodologia II é equivalente ao da Metodologia I.

Com intuito de se verificar a consistência do algoritmo proposto neste trabalho para resolução do problema do planejamento da expansão de redes de distribuição de energia elétrica incorporando as incertezas referentes às cargas e potências fornecidas pelas GDs, foi realizado um teste considerando fatores de incertezas de carga e geração iguais a 1 para cada cenário. A consideração de fatores de incertezas de carga e geração unitários para cada cenário corresponde à não representação das incertezas durante o processo de otimização. Neste caso, a solução obtida foi a mesma determinada no TESTE II no qual as incertezas inerentes ao processo foram desconsideradas, mostrando assim a exatidão da metodologia proposta.

V.9 TESTE VI

Neste exemplo foram considerados novos fatores de incertezas de carga e geração mais pessimistas bem como novas probabilidades de ocorrência para cada cenário com o intuito de se observar o comportamento do sistema nestas novas condições, como segue:

Tabela V.39: Cenários de carga considerados – TESTE VI

Cenário de carga	Fator de incerteza de carga (fc)	Probabilidade de ocorrência (%)
1	1,0	10
2	1,5	30
3	1,6	60

Tabela V.40: Cenários de geração considerados – TESTE VI

Cenário de geração	Fator de incerteza de geração (fg)	Probabilidade de ocorrência (%)
1	1,0	60
2	0,5	30
3	0,2	10

Tabela V.41: Cenários considerados – TESTE VI

Cenário	fc	fg	Probabilidade de ocorrência (%)
1	1,0	1,0	6
2	1,0	0,5	3
3	1,0	0,2	1
4	1,5	1,0	18
5	1,5	0,5	9
6	1,5	0,2	3
7	1,6	1,0	36
8	1,6	0,5	18
9	1,6	0,2	6

Os custos anualizados, índices de confiabilidade e menor valor de tensão referentes à configuração do horizonte de planejamento considerando os novos fatores de incertezas de carga e geração e suas probabilidades de ocorrência são apresentados na tabela (V.42).

Tabela V.42: Custos anualizados, DEC, FEC e menor valor de tensão referentes à configuração do horizonte de planejamento considerando novos fatores de incertezas de carga e geração – TESTE VI

Custo de perdas (R\$)	393.518,00
CEND (R\$)	1.731.036,00
Custos de investimentos (R\$)	0,00
Encargos da transmissão	522.887,00
Custos totais (R\$)	2.647.441,00
DEC (horas / consumidor)	14,16
FEC (interrupções / consumidor)	13,26
Menor valor de tensão (p.u.)	0,929

As propostas de reforços e alterações na configuração do sistema para cada cenário analisado neste exemplo, obtidas pela Metodologia I, são apresentadas nas tabelas (V.43) e (V.44).

Tabela V.43: Linhas reconduzidas, novas chaves de manobra instaladas e nova topologia da rede considerando incertezas através da Metodologia I – TESTE VI

Cenário	Novas chaves instaladas	Chaves abertas	Linhas reconduzidas
1	33 e 37	6, 14, 9, 32 e 28	22, 23 e 24
2	33 e 37	6, 14, 9, 32 e 28	20, 22, 23 e 24
3	33 e 37	6, 14, 9, 32 e 28	20, 22, 23 e 24
4	33 e 37	6, 14, 9, 32 e 28	20, 22, 23 e 24
5	33 e 37	6, 14, 9, 32 e 28	20, 22, 23 e 24
6	33 e 37	6, 14, 9, 32 e 28	20, 22, 23 e 24
7	33 e 37	6, 14, 9, 32 e 28	20, 22, 23 e 24
8	33 e 37	6, 14, 9, 32 e 28	20, 22, 23 e 24
9	33 e 37	6, 14, 9, 32 e 28	20, 22, 23 e 24

De acordo com a tabela (V.43) pode-se observar que a partir do cenário (2) as opções de chaveamento e de reconduzimento permanecem constantes.

Tabela V.44: Geração Distribuída instalada no sistema em cada cenário considerando a Metodologia I – TESTE VI

Cenário	Barra	Pg (kW)	Barra	Pg (kW)	Total (kW)	G.P (%)
1	17	210	32	120	330,00	8,88
2	---	---	---	---	0,00	0,00
3	---	---	---	---	0,00	0,00
4	17	210	32	120	330,00	5,92
5	---	---	---	---	0,00	0,00
6	---	---	---	---	0,00	0,00
7	17	180	32	180	360,00	6,06
8	---	---	---	---	0,00	0,00
9	---	---	---	---	0,00	0,00

As propostas de reforços e alterações na configuração do sistema, selecionadas pelo processo decisório – Fase II, considerando-se os 9 cenários e suas respectivas probabilidades de ocorrência, como descrito na Metodologia I, são apresentadas nas tabelas (V.45) e (V.46), sendo que os valores dos custos anualizados, DEC, FEC e menor valor de tensão são mostrados na tabela (V.47).

Tabela V.45: Linhas reconduzoradas, novas chaves de manobra instaladas e nova topologia da rede considerando mínimo custo – TESTE VI – Fase II - Metodologia I

Reforço	Linha do sistema
Novas chaves instaladas	33 e 37
Chaves abertas	6, 14, 9, 32 e 28
Linhas reconduzoradas	20, 22, 23 e 24

Tabela V.46: Geração Distribuída instalada no sistema considerando o mínimo custo – TESTE VI – Fase II - Metodologia I

Barra	Potências Instaladas (kW)	Total (kW)	Grau de Penetração (%)
---	0	0,00	0,00

Este resultado demonstra a influência do fator de incerteza de geração na obtenção da melhor solução. Neste caso foram considerados cenários pessimistas de geração, provocando a não instalação de Geração Distribuída, pois nestes cenários, os benefícios trazidos pelas GDs são reduzidos e os custos relacionados a estes equipamentos permanecem constantes. Como não há geração de potência pelas unidades de GD, a carga passa a ser atendida integralmente pela importação de energia da rede de transmissão.

Tabela V.47: Custos anualizados, DEC, FEC e menor valor de tensão considerando o mínimo custo – TESTE VI – FASE II - Metodologia I

Custo de perdas (R\$)	237.052,00
CEND (R\$)	1.133.692,00
Custos de investimentos (R\$)	13.808,00
Encargos da transmissão	510.370,00
Custos totais (R\$)	1.894.922,00
DEC (horas / consumidor)	10,00
FEC (interrupções / consumidor)	11,34
Menor valor de tensão (p.u.)	0,964

A tabela (V.48) apresenta um resumo comparativo entre os resultados obtidos neste exemplo em relação à configuração referente ao horizonte de planejamento.

Tabela V.48: Redução em relação à configuração referente ao horizonte de planejamento –
TESTE VI – FASE II - Metodologia I

	Redução (Valor)	Redução (%)
Custo de perdas (R\$)	156.466,00	39,76
CEND (R\$)	597.344,00	34,51
Custos de investimentos (R\$)	-13.808,00	-----
Encargos da transmissão	12.517,00	2,40
Custos totais (R\$)	752.519,00	28,42
DEC (horas / consumidor)	4,16	29,38
FEC (interrupções / consumidor)	1,92	14,48
Menor valor de tensão (p.u.)	-0,035	-3,77

Considerando a Metodologia II e as probabilidades de ocorrência descritas na tabela (V.41), obteve-se a solução encontrada no cenário (7) da Metodologia I, ou seja, instalação de 180 KW nas barras (17) e (32). A tabela (V.49) apresenta os custos anualizados, índices de confiabilidade e menor valor de tensão para a solução obtida pela Metodologia II.

Tabela V.49: Custos anualizados, DEC, FEC e menor valor de tensão considerando novas probabilidades de ocorrência para cada cenário– TESTE VI – Metodologia II

Custo de perdas (R\$)	204.430,00
CEND (R\$)	1.105.260,00
Custos de investimentos (R\$)	91.404,00
Encargos da transmissão	483.477,00
Custos totais (R\$)	1.884.571,00
DEC (horas / consumidor)	9,65
FEC (interrupções / consumidor)	11,34
Menor valor de tensão (p.u.)	0,983

De acordo com os valores apresentados na tabela (V.49) pode-se observar que tanto em termos de custos como índices de confiabilidade e perfil de tensão, a solução encontrada pela Metodologia II é superior à determinada pela Metodologia I.

V.9.1 Teste VI.a

Com o objetivo de se verificar a influência das probabilidades de ocorrência de cada cenário, foi realizado um teste adicional considerando todos os cenários com a mesma probabilidade de ocorrência, através da Metodologia I. Neste exemplo, este procedimento

não causou alterações na solução obtida considerando-se probabilidades distintas para cada cenário. Este resultado é justificado pelo fato da não instalação da GD em 6 dos 9 cenários analisados.

Considerando-se estes mesmos fatores de incertezas de carga e geração e probabilidades de ocorrência iguais para cada cenário, através da Metodologia II, foi obtida a mesma solução determinada pela Metodologia I. Portanto, verifica-se que a configuração determinada pela Metodologia II foi alterada em função da consideração de probabilidades iguais para todos os cenários analisados.

V.9.1 Teste VI.b

Utilizando a Metodologia I, foi realizado um novo teste alterando-se apenas os fatores de incerteza de geração. Neste caso foram considerados cenários de geração mais otimistas se comparados aos utilizados no exemplo anterior. As tabelas (V.50) e (V.51) apresentam os novos fatores de incerteza de geração bem como as probabilidades de ocorrência de cada cenário.

Tabela V.50: Novos cenários de geração considerados – Teste VI.b

Cenário de geração	Fator de incerteza de geração (fg)	Probabilidade de ocorrência (%)
1	1,0	60
2	0,9	30
3	0,8	10

Tabela V.51: Novos cenários considerados – Teste VI.b

Cenário	fc	fg	Probabilidade de ocorrência (%)
1	1,0	1,0	6
2	1,0	0,9	3
3	1,0	0,8	1
4	1,5	1,0	18
5	1,5	0,9	9
6	1,5	0,8	3
7	1,6	1,0	36
8	1,6	0,9	18
9	1,6	0,8	6

As propostas de reforços e alterações na configuração do sistema para cada cenário

analisado neste exemplo são apresentadas nas tabelas (V.52) e (V.53).

Tabela V.52: Linhas reconduzoradas, novas chaves de manobra instaladas e nova topologia da rede considerando incertezas através da Metodologia I – Teste VI.b – Novos cenários

Cenário	Novas chaves instaladas	Chaves abertas	Linhas reconduzoradas
1	33 e 37	6, 14, 9, 32 e 28	22, 23 e 24
2	33 e 37	6, 14, 9, 32 e 28	22, 23 e 24
3	33 e 37	6, 14, 9, 32 e 28	22, 23 e 24
4	33 e 37	6, 14, 9, 32 e 28	20, 22, 23 e 24
5	33 e 37	6, 14, 9, 32 e 28	20, 22, 23 e 24
6	33 e 37	6, 14, 9, 32 e 28	20, 22, 23 e 24
7	33 e 37	6, 14, 9, 32 e 28	20, 22, 23 e 24
8	33 e 37	6, 14, 9, 32 e 28	20, 22, 23 e 24
9	33 e 37	6, 14, 9, 32 e 28	20, 22, 23 e 24

Tabela V.53: Geração Distribuída instalada no sistema em cada cenário considerando a Metodologia I – Teste VI.b – Novos cenários

Cenário	Barra	Pg (kW)	Barra	Pg (kW)	Total (kW)	G.P (%)
1	17	210	32	120	330	8,88
2	17	210	32	180	390	9.45
3	17	210	32	210	420	9.04
4	17	210	32	120	330	5.92
5	17	210	32	150	360	5.81
6	17	210	32	210	420	6.03
7	17	180	32	180	360	6.06
8	17	210	32	180	390	5.90
9	17	210	32	210	420	5.65

As propostas de reforços e alterações na configuração do sistema considerando os 9 cenários analisados neste teste, de acordo com o processo decisório aplicado na fase II da Metodologia I, são apresentadas nas tabelas (V.54) e (V.55), sendo que os valores dos custos anualizados, DEC, FEC e menor valor de tensão são mostrados na tabela (V.56).

Tabela V.54: Linhas reconduzoradas, novas chaves de manobra e nova topologia da rede considerando mínimo custo – Teste VI.b – Fase II - Metodologia I – Novos cenários

Reforço	Linha do sistema
Novas chaves instaladas	33 e 37
Chaves abertas	6, 14, 9, 32 e 28
Linhas reconduzoradas	20, 22, 23 e 24

Tabela V.55: Geração Distribuída instalada no sistema considerando o mínimo custo – Teste VI.b – Fase II - Metodologia I – Novos cenários

Barra	Potências Instaladas (kW)	Total (kW)	Grau de Penetração (%)
17 e 32	210, 180	390,00	4,32

Tabela V.56: Custos anualizados, DEC, FEC e menor valor de tensão considerando o mínimo custo – Teste VI.b – Fase II - Metodologia I – Novos cenários

Custo de perdas (R\$)	195.149,00
CEND (R\$)	1.089.437,00
Custos de investimentos (R\$)	97.871,00
Encargos da transmissão	474.561,00
Custos totais (R\$)	1.857.018,00
DEC (horas / consumidor)	9,46
FEC (interrupções / consumidor)	11,34
Menor valor de tensão (p.u.)	0,989

A tabela (V.57) apresenta os custos, índices de confiabilidade e menor valor de tensão para a configuração do horizonte de planejamento considerando os cenários analisados neste teste, assim como um resumo comparativo com relação ao resultado obtido neste exemplo. Com relação aos custos totais apresentados em relação à configuração referente ao horizonte de planejamento, observa-se uma redução de R\$ 790.423,00 por ano, ou seja, aproximadamente 29,85% e uma melhora acentuada nos índices de confiabilidade.

Tabela V.57: Redução em relação à configuração referente ao horizonte de planejamento – Teste VI.b – Fase II - Metodologia I – Novos cenários

	Config. horizonte	Redução (Valor)	Redução (%)
Custo de perdas (R\$)	393.518,00	198.369,00	50,41
CEND (R\$)	1.731.036,00	641.599,00	37,06
Custos de investimentos (R\$)	0,00	-97.871,00	-----
Encargos da transmissão	522.887,00	48.326,00	8,02
Custos totais (R\$)	2.647.441,00	790.423,00	29,85
DEC (horas / consumidor)	14,16	4,70	33,19
FEC (interrupções / consumidor)	13,26	1,92	14,48
Menor valor de tensão (p.u.)	0,929	-0,06	-6,46

Assim como no teste anterior, a consideração de probabilidades de ocorrência iguais para todos os cenários não provocou alteração com relação à resposta obtida.

Utilizando a Metodologia II e as probabilidades de ocorrência descritas na tabela (V.51), foi obtida a mesma solução determinada na Metodologia I para os cenários (6) e (9), a qual contempla a instalação de 210 KW nas barras (17) e (32). A tabela (V.58) apresenta os custos anualizados, índices de confiabilidade e menor valor de tensão para a solução obtida pela Metodologia II.

Tabela V.58: Custos anualizados, DEC, FEC e menor valor de tensão – Teste VI.b –
Metodologia II – Novos cenários

Custo de perdas (R\$)	192.871,00
CEND (R\$)	1.087.465,00
Custos de investimentos (R\$)	104.337,00
Encargos da transmissão	471.883,00
Custos totais (R\$)	1.856.556,00
DEC (horas / consumidor)	9,43
FEC (interrupções / consumidor)	11,34
Menor valor de tensão (p.u.)	0,990

De acordo com os valores apresentados na tabela (V.58) pode-se observar que tanto em termos de custos e confiabilidade, a solução encontrada pela Metodologia II é superior à determinada pela Metodologia I.

De acordo com as análises realizadas no TESTE VI, pode-se concluir que a topologia da rede permanece inalterada ou praticamente inalterada em todos os casos avaliados. A influência da variação dos fatores de incertezas de carga e geração e suas respectivas probabilidades de ocorrência é verificada basicamente na determinação da capacidade das unidades de Geração Distribuída a serem instaladas no sistema. Caso sejam considerados fatores de incerteza de geração mais pessimistas, a tendência é a diminuição ou a não instalação de GD, visto que os custos permanecem elevados ao passo que os benefícios são reduzidos.

A Metodologia I apresenta como solução a melhor alternativa de expansão para cada cenário analisado além da solução considerando todos os cenários. A Metodologia II fornece como solução apenas a alternativa mais atraente considerando os cenários analisados de forma simultânea. Com relação à obtenção de uma solução mais econômica e com melhores índices de confiabilidade, a Metodologia II se mostrou mais eficiente ao passo que a Metodologia I possui a vantagem de fornecer um leque maior de opções visto que esta determina para cada cenário, uma configuração ótima.

V.10 TESTE VII

Neste teste foi considerado o atendimento a novos pontos de carga, representados pelas barras (34), (35) e (36). Cada novo ponto de carga poderá ser suprido por uma de quatro possíveis ligações, como descrito na tabela (V.59) e apresentado na figura (V.11). Também foi considerada a possibilidade de instalação de unidades de Geração Distribuída nas barras (35) e (36) com potências de 30, 60, 90, 120, 150, 180 ou 210 kW.

Tabela V.59: Novos pontos de carga e possíveis pontos de conexão – TESTE VII

Novo ponto de carga	Ponto de conexão
34	18, 19, 20 ou 21
35	22, 23, 24 ou 25
36	20, 21, 22 ou 23

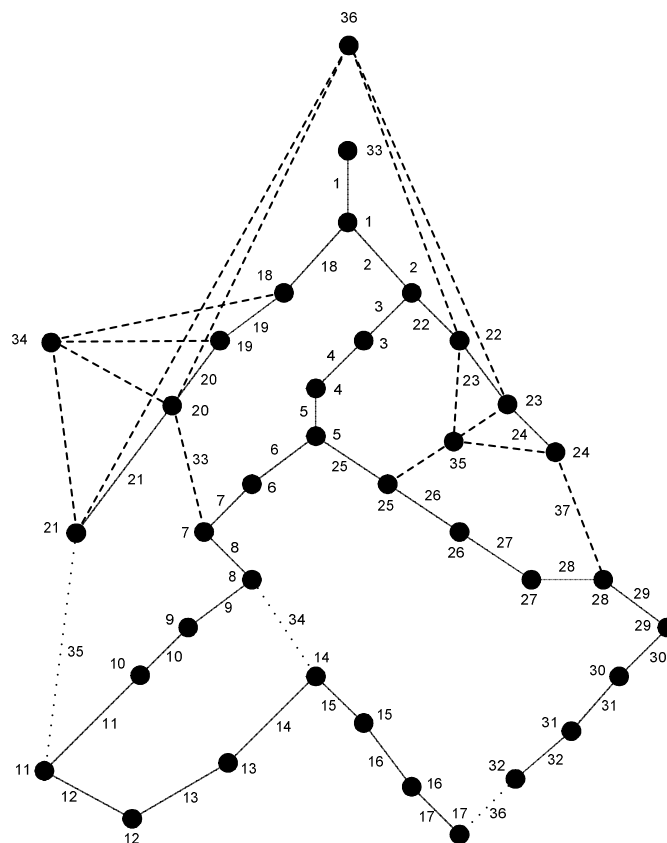


Figura V.11: Configuração referente ao horizonte de planejamento considerando novos pontos de carga - TESTE VII

As propostas de reforços e alterações na configuração do sistema são apresentadas nas tabelas (V.60), (V.61) e (V.62), sendo que os valores dos custos anualizados, DEC, FEC e menor valor de tensão são mostrados na tabela (V.63).

Tabela V.60: Linhas reconduzoradas, novas chaves de manobra instaladas e nova topologia da rede considerando mínimo custo – TESTE VII

Reforço	Linha do sistema
Novas chaves instaladas	33 e 37
Chaves abertas	6, 14, 9, 32 e 28
Linhas reconduzoradas	20, 22, 23 e 24

De acordo com a tabela (V.60), observa-se que as chaves (33) e (37) foram selecionadas como reforços e devem permanecer fechadas, provocando conseqüentemente a abertura de uma chave pertencente ao mesmo laço para que a radialidade da rede seja mantida, neste caso as chave (6) e (28), respectivamente. Este mesmo comportamento foi observado nos testes realizados desconsiderando o atendimento a novos pontos de carga, ou seja, a consideração de atendimento a novos pontos de carga não provocou alterações com relação à topologia da rede em relação aos resultados obtidos anteriormente.

Tabela V.61: Geração Distribuída instalada no sistema considerando a mínimo custo – TESTE VII

Barra	Potências Instaladas (kW)	Total (kW)	Grau de Penetração (%)
17 e 32	210, 120	330,00	7,65

De acordo com os resultados apresentados na tabela (V.61) pode-se observar que as barras (35) e (36) não foram escolhidas como locais para instalação de unidades de Geração Distribuída, tendo sido instalado GD nas mesmas barras do TESTE II.

Tabela V.62: Novos pontos de carga - pontos de conexão

Novo ponto de carga (P_{carga})	Ponto de conexão ($P_{conexão}$)
34	18
35	22
36	20

Tabela V.63: Custos anualizados, DEC, FEC e menor valor de tensão considerando o mínimo custo – TESTE VII

Custo de perdas (R\$)	93.030,00
CEND (R\$)	829.300,00
Custos de investimentos (R\$)	124.629,00
Encargos da transmissão	356.528,00
Custos totais (R\$)	1.403.487,00
DEC (horas / consumidor)	9,21
FEC (interrupções / consumidor)	11,95
Menor valor de tensão (p.u.)	1,011

A tabela (V.64) apresenta os custos anualizados considerando as demais opções possíveis de conexão para os novos pontos de carga.

Tabela V.64: Custos anualizados considerando demais opções de conexão para os novos pontos de carga – TESTE VII

P _{carga}	P _{conexão}	C _{perdas}	CEND	C _{inv}	C _{trans}	C _{totais}
34	19	106.493,00	825.843,00	115.258,00	357.605,00	1.405.199,00
	20	108.311,00	827.128,00	115.809,00	357.751,00	1.408.999,00
	21	111.131,00	836.973,00	116.911,00	357.977,00	1.422.992,00
35	23	94.108,00	834.209,00	123.527,00	356.615,00	1.408.459,00
	24	94.916,00	838.011,00	125.732,00	356.679,00	1.415.338,00
	25	93.333,00	828.901,00	126.834,00	356.553,00	1.405.621,00
36	21	94.362,00	834.903,00	126.834,00	356.635,00	1.412.734,00
	22	90.319,00	839.821,00	127.937,00	356.311,00	1.414.388,00
	23	92.666,00	850.241,00	128.488,00	356.499,00	1.427.894,00

Os custos apresentados na tabela (V.64) mostram que a solução obtida pelo algoritmo proposto neste trabalho corresponde à configuração de menor custo.

A configuração sugerida pelo algoritmo proposto neste trabalho é apresentada na figura (V.12), sendo que as figuras (V.13) e (V.14) mostram, respectivamente, a evolução do menor valor e da média da função de aptidão durante o processo evolutivo do AG.

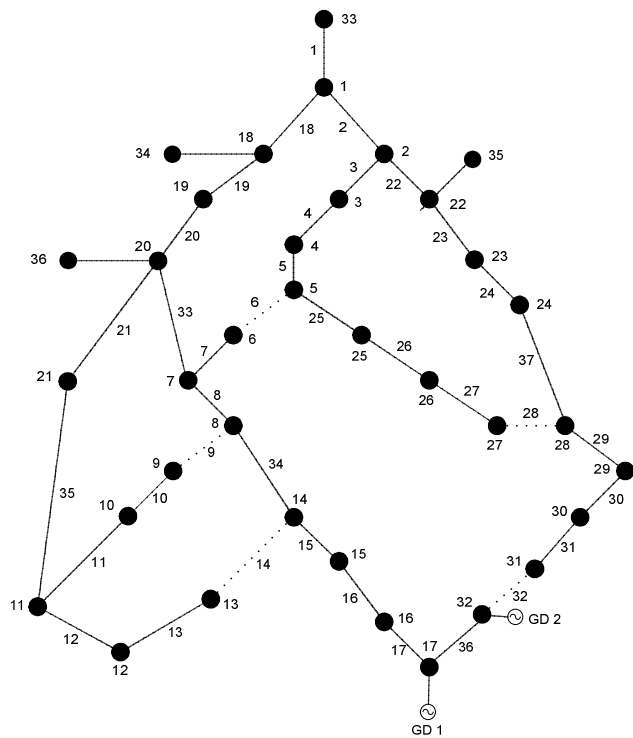


Figura V.12: Configuração final considerando mínimo custo - Novos pontos de carga -
TESTE VII

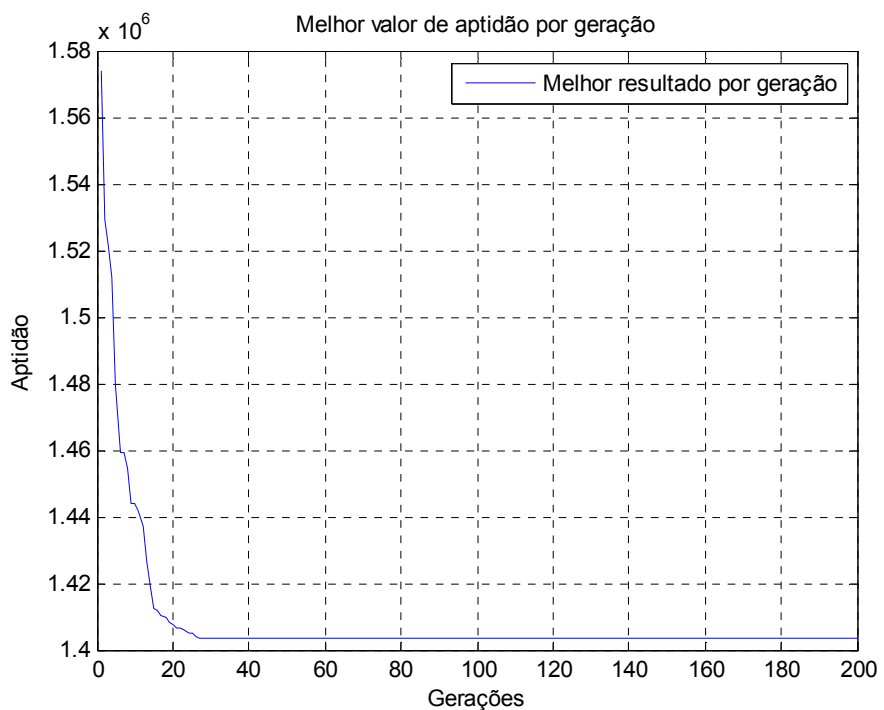


Figura V.13: Melhor valor de aptidão por geração – Novos pontos de carga - TESTE VII

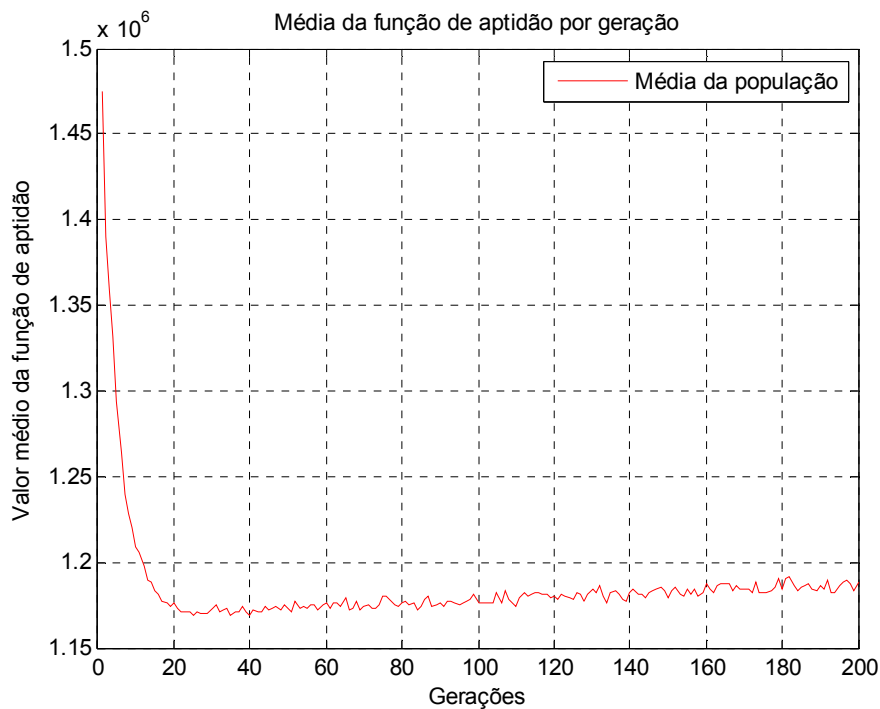


Figura V.14: Evolução da média da função de aptidão a cada geração – Novos pontos de carga - TESTE III

A solução ótima obtida neste teste não levou em consideração as incertezas referentes às cargas e potências geradas pelas unidades de Geração Distribuídas. A Metodologia I foi aplicada com intuito de inserir as incertezas citadas acima para determinação da melhor configuração considerando o atendimento aos novos pontos de carga. Neste caso foram utilizados os mesmos cenários e probabilidades de ocorrência descritos na tabela (V.24). Cabe ressaltar que os pontos de conexão dos novos pontos de carga foram os mesmos de quando não foram consideradas as incertezas.

As propostas de reforços e alterações na configuração do sistema são apresentadas nas tabelas (V.65), (V.66) e (V.67), sendo que os valores dos custos anualizados, DEC, FEC e menor valor de tensão são mostrados na tabela (V.68).

Tabela V.65: Linhas reconduzoradas, novas chaves de manobra instaladas e nova topologia considerando novos pontos de carga e incertezas – Metodologia I - TESTE VII

Reforço	Linha do sistema
Novas chaves instaladas	33 e 37
Chaves abertas	6, 14, 9, 32 e 28
Linhas reconduzoradas	20, 22, 23 e 24

De acordo com a tabela (V.65) observa-se que não houve alterações com relação à topologia da rede em relação aos resultados obtidos desconsiderando as incertezas.

Tabela V.66: Geração Distribuída instalada no sistema considerando novos pontos de carga e incertezas – Metodologia I - TESTE VII

Barra	Potências Instaladas (kW)	Total (kW)	Grau de Penetração (%)
17 e 32	210, 210	330,00	7,68

De acordo com os resultados apresentados na tabela (V.66) pode-se observar que as barras (35) e (36) novamente não foram escolhidas como locais para instalação de unidades de Geração Distribuída, tendo sido instalado GD nas mesmas barras desconsiderando as incertezas, mas com potências diferentes.

Tabela V.67: Novos pontos de carga - pontos de conexão considerando incertezas – Metodologia I - TESTE VII

Novo ponto de carga (P_{carga})	Ponto de conexão ($P_{conexão}$)
34	18
35	22
36	20

Os pontos de conexão dos novos pontos de carga foram os mesmos de quando não foram consideradas as incertezas.

Tabela V.68: Custos anualizados, DEC, FEC e menor valor de tensão considerando incertezas – Metodologia I - TESTE VII

Custo de perdas (R\$)	112.272,00
CEND (R\$)	912.966,00
Custos de investimentos (R\$)	144.028,00
Encargos da transmissão	389.354,00
Custos totais (R\$)	1.558.620,00
DEC (horas / consumidor)	9,40
FEC (interrupções / consumidor)	11,95
Menor valor de tensão (p.u.)	1,006

Os resultados obtidos confirmam a influência da consideração das incertezas na determinação das capacidades das unidades de Geração Distribuída a serem instaladas na

rede. Dependendo dos fatores de incertezas de carga e geração a serem considerados, a solução ótima contempla o aumento ou redução nos valores de potência a serem geradas pelas GDs.

V.11 TESTE VIII

Todos os resultados apresentados até o momento se referem ao planejamento estático da expansão de redes de distribuição de energia elétrica. A seguir serão apresentados testes onde o objetivo foi determinar a capacidade, o local assim como o melhor momento em que cada investimento deverá ser realizado – Planejamento a Múltiplos Estágios da Expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. Com intuito de se explorar ao máximo o potencial do algoritmo desenvolvido neste trabalho, dois testes foram realizados considerando o sistema de 33 barras utilizado nos exemplos anteriores. Foram considerados 3 estágios, como descrito no PRODIST e mostrado na tabela (V.69).

Tabela V.69: Estágios considerados para o planejamento dinâmico

Estágio	Período correspondente	Nível de carga
1	Primeiro ano	0,7
2	Segundo ano	0,8
3	Quinto ano	1,0

Assim como realizado no TESTE VII, foi considerado no terceiro estágio o atendimento a 3 novos pontos de carga, representados pelas barras (34), (35) e (36). Desta forma o terceiro estágio corresponde exatamente ao sistema analisado no TESTE VII.

V.11.1 Planejamento com Múltiplos Estágios – Etapa Backward – Sem incertezas

Neste exemplo serão apresentados para cada estágio os reforços a serem implantados na rede. As incertezas referentes às cargas e às potências geradas pelas GDs não foram consideradas. O processo é inicializado no terceiro estágio culminado com a análise do primeiro estágio – Planejamento Pseudo-dinâmico (Etapa Backward).

As propostas de reforços e alterações na configuração do sistema para cada estágio são apresentadas nas tabelas (V.70), (V.71) e (V.72), sendo que os valores dos custos

anualizados trazidos a Valor Presente para o estágio (1), DEC, FEC e menor valor de tensão são mostrados na tabela (V.73).

Tabela V.70: Linhas reconduzoradas, novas chaves de manobra instaladas e nova topologia da rede para cada estágio desconsiderando incertezas - Etapa Backward – TESTE VIII

Reforço	Linha do sistema	Estágio
Novas chaves instaladas	33 e 37	1
Chaves abertas	6, 14, 9, 32 e 28	
Linhas reconduzoradas	22 e 23	
Novas chaves instaladas		2
Chaves abertas		
Linhas reconduzoradas		
Novas chaves instaladas		3
Chaves abertas		
Linhas reconduzoradas	20 e 24	

De acordo com os resultados apresentados na tabela (V.70) pode-se observar que não foi indicada nenhuma obra para ser realizada no estágio (2), sendo que no estágio (3) deve-se reconduzorar as linhas (20) e (24).

Tabela V.71: Geração Distribuída adicionada ao sistema em cada estágio desconsiderando incertezas - Etapa Backward – TESTE VIII

Barra	Potência adicionada (kW)	Total de potência instalada (kW)	Grau de Penetração (%)	Estágio
17 e 32	120, 120	240,00	9,23	1
17	30	270,00	9,08	2
17	60	330,00	7,65	3

Tabela V.72: Novos pontos de carga - pontos de conexão desconsiderando incertezas – Estágio 3 – TESTE VIII

Novo ponto de carga	Ponto de conexão
34	18
35	22
36	20

Tabela V.73: Custos anualizados trazidos a Valor Presente, DEC, FEC e menor valor de tensão para cada estágio desconsiderando incertezas – Etapa Backward – TESTE VIII

Estágio	1	2	3
Custo de perdas (R\$)	40.297,00	47.384,00	74.163,00
CEND (R\$)	489.421,00	499.409,00	661.113,00
Custos de investimentos (R\$)	58.858,00	5.774,00	47.277,00
Encargos da transmissão	210.004,00	215.126,00	284.222,00
Custos totais (R\$)	798.580,00	767.693,00	1.066.775,00
DEC (horas / consumidor)	8,95	8,92	9,21
FEC (interrupções / consumidor)	11,34	11,34	11,95
Menor valor de tensão (p.u.)	1,024	1,020	1,011

Os custos de investimentos previstos para o estágio (1) se referem à instalação de novas chaves de manobra nas linhas (33) e (37), abertura das chaves (6), (14), (9), (32) e (28), fechamento das chaves (34), (35) e (36), reconduzimento das linhas (22) e (23) e instalação de 120 KW nas barras (17) e (32). Com relação ao estágio (2), os custos de investimento são relativos à instalação de 30 KW na barra (17). No estágio (3) são instalados mais 60 KW na barra (17), reconduzidas as linhas (20) e (24) bem como construídas linhas para atendimento aos 3 novos pontos de carga.

O custo total de expansão e operação do sistema para o horizonte analisado corresponde ao somatório dos custos apresentados na tabela acima, ou seja, R\$ 2.633.047,00.

O conjunto de reforços determinado neste exemplo corresponde às obras indicadas no TESTE VII, onde foi considerado apenas o terceiro estágio. Assim, para se comparar os resultados obtidos nos TESTES VII e VIII, basta considerar os estágios (1) e (2) como não possuindo nenhuma obra. A tabela (V.74) apresenta os custos anualizados, DEC, FEC e menor valor de tensão para os 3 estágios analisados, considerando somente obras no estágio (3), como indicado no TESTE VII.

Tabela V.74: Custos anualizados trazidos a Valor Presente, DEC, FEC e menor valor de tensão para cada estágio considerando obras apenas no estágio (3) – TESTE VIII

Estágio	1	2	3
Custo de perdas (R\$)	75.385,00	88.890,00	74.163,00
CEND (R\$)	802.467,00	818.844,00	661.113,00
Custos de investimentos (R\$)	0,00	0,00	99.354,00
Encargos da transmissão	233.835,00	239.564,00	284.222,00
Custos totais (R\$)	1.111.687,00	1.147.298,00	1.118.852,00
DEC (horas / consumidor)	14,16	14,16	9,21
FEC (interrupções / consumidor)	13,26	13,26	11,95
Menor valor de tensão (p.u.)	0,997	0,989	1,011

Neste caso o custo total para o horizonte considerado foi de R\$ 3.377.836,00, ou seja, aproximadamente 28,29 % superior ao valor obtido quando da distribuição das obras durante os estágios como apresentado na tabela (V.73).

Aplicando-se a etapa Forward a partir da configuração apresentada anteriormente correspondente ao primeiro estágio, obteve-se uma seqüência de obras igual à apresentada neste exemplo. Dessa forma, fica comprovado que esta é a seqüência ótima de obras em cada etapa do planejamento com múltiplos estágios.

V.11.2 Planejamento com Múltiplos Estágios – Etapa Backward – Com incertezas

Neste teste, as incertezas referentes à demanda e às potências geradas pelas unidades de Geração Distribuída foram consideradas durante o processo evolutivo. Para cada estágio analisado, o objetivo é determinar a alternativa de expansão que proporcione o mínimo custo global, considerando vários cenários de carga e geração. Para cada estágio apresentado no exemplo anterior, foram considerados 3 cenários de carga e 3 cenários de geração, totalizando 9 cenários com diferentes probabilidades de ocorrência, conforme apresentado na tabela (V.24).

As propostas de reforços e alterações na configuração do sistema para cada estágio obtidas através da Metodologia I são apresentadas nas tabelas (V.75), (V.76) e (V.77), sendo que os valores dos custos anualizados trazidos a Valor Presente para o estágio (1), DEC, FEC e menor valor de tensão são mostrados na tabela (V.78).

Tabela V.75: Linhas reconduzoradas, novas chaves de manobra instaladas e nova topologia da rede para cada estágio considerando incertezas – Metodologia I – TESTE VIII

Reforço	Linha do sistema	Estágio
Novas chaves instaladas	33 e 37	1
Chaves abertas	6, 14, 9, 32 e 28	
Linhas reconduzoradas	22 e 23	
Novas chaves instaladas		2
Chaves abertas		
Linhas reconduzoradas		
Novas chaves instaladas		3
Chaves abertas		
Linhas reconduzoradas	20 e 24	

Em termos de reconduzoramento de linhas, instalação de novas chaves de manobra e alteração da topologia da rede, observa-se que o resultado obtido neste exemplo é igual ao encontrado no item anterior, no qual não foram consideradas as incertezas inerentes ao processo de planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica.

Tabela V.76: Geração Distribuída instalada no sistema para cada estágio considerando incertezas – Metodologia I – TESTE VIII

Barra	Potência adicionada (kW)	Total de potência instalada (kW)	Grau de Penetração (%)	Estágio
17 e 32	210, 60	270,00	8,19	1
32	60	330,00	8,76	2
32	90	420,00	7,68	3

Em relação aos resultados apresentados na tabela (V.71) na qual as incertezas foram desconsideradas, observa-se uma alteração no comportamento das unidades de Geração Distribuída a serem instaladas na rede. Este fato mostra a importância de levar em consideração as incertezas inerentes ao planejamento da expansão de redes de distribuição.

Tabela V.77: Novos pontos de carga - pontos de conexão considerando incertezas – Estágio 3 – Metodologia I - TESTE VIII

Novo ponto de carga	Ponto de conexão
34	18
35	22
36	20

Tabela V.78: Custos anualizados trazidos a Valor Presente, DEC, FEC e menor valor de tensão para cada estágio considerando incertezas – Metodologia I – TESTE VIII

Estágio	1	2	3
Custo de perdas (R\$)	49.498,00	57.491,00	89.503,00
CEND (R\$)	545.733,00	551.150,00	727.811,00
Custos de investimentos (R\$)	65.324,00	11.547,00	52.432,00
Encargos da transmissão	264.284,00	269.408,00	353.271,00
Custos totais (R\$)	924.839,00	889.596,00	1.223.017,00
DEC (horas / consumidor)	8,74	9,67	9,76
FEC (interrupções / consumidor)	11,34	11,34	11,95
Menor valor de tensão (p.u.)	1,012	1,008	0,995

Os custos de investimentos previstos para o estágio (1) se referem à instalação de novas chaves de manobra nas linhas (33) e (37), abertura das chaves (6), (14), (9), (32) e (28), fechamento das chaves (34), (35) e (36), recondutoramento das linhas (22) e (23), instalação de 210 KW na barra (17) e 60 KW na barra (32). Com relação ao estágio (2), os custos de investimento são relativos à instalação de 60 KW na barra (32). No estágio (3) são instalados mais 90 KW na barra (32), reconduzidas as linhas (20) e (24) bem como construídas linhas para atendimento aos 3 novos pontos de carga.

O custo total de expansão e operação do sistema para o horizonte analisado corresponde ao somatório dos custos apresentados na tabela acima, ou seja, R\$ 3.037.452,00.

A título de comparação, a tabela (V.79) apresenta os custos anualizados, DEC, FEC e menor valor de tensão para os 3 estágios analisados, considerando que todas as obras indicadas sejam realizadas somente no estágio (3), como indicado no TESTES VII.

Tabela V.79: Custos anualizados trazidos a Valor Presente, DEC, FEC e menor valor de tensão considerando todas as obras no estágio (3) – Metodologia I - TESTE VIII

Estágio	1	2	3
Custo de perdas (R\$)	90.807,00	107.219,00	89.503,00
CEND (R\$)	874.689,00	892.540,00	727.811,00
Custos de investimentos (R\$)	0,00	0,00	114.818,00
Encargos da transmissão	255.571,00	261.951,00	353.271,00
Custos totais (R\$)	1.221.067,00	1.261.710,00	1.285.403,00
DEC (horas / consumidor)	14,16	14,16	9,76
FEC (interrupções / consumidor)	13,26	13,26	11,95
Menor valor de tensão (p.u.)	0,992	0,984	0,995

Neste caso o custo total para o horizonte considerado foi de R\$ 3.768.180,00, ou seja, aproximadamente 24,06 % superior ao valor obtido quando da distribuição das obras durante os estágios.

A aplicação da etapa Forward não alterou a seqüência de obras determinada na etapa Backward. A solução obtida pela Metodologia II se difere da configuração apresentada nas tabelas (V.75) e (V.76) apenas com relação ao total de Geração Distribuída instalada na barra (32) no estágio (I), alterando de 60 KW para 90 KW.

Os testes realizados nesta seção dedicaram-se ao planejamento com múltiplos estágios da expansão de redes de distribuição. O objetivo foi determinar não somente a melhor localização e capacidade dos reforços a serem instalados, mas também qual o melhor momento para instalação dos mesmos. De acordo com os resultados obtidos pode-se perceber que a inclusão das incertezas referentes às cargas e potências geradas pelas GDs interferiu na determinação das capacidades das unidades de Geração Distribuída a serem instaladas na rede, sendo que a topologia da rede permaneceu inalterada. Ainda de acordo com os resultados apresentados neste item, observa-se a importância da correta distribuição das obras durante o horizonte considerado.

V.12 TESTE IX

Com objetivo de se verificar a eficácia do algoritmo desenvolvido neste trabalho, foi utilizado um sistema de 14 barras encontrado em vários trabalhos divulgado na literatura especializada [59]. Neste caso, foram comparados os resultados determinados pelo AG proposto com os resultados obtidos por um algoritmo que testa todas as possíveis soluções. As cargas e os parâmetros da rede para o referido sistema de 14 barras são apresentados no Apêndice B. A figura (V.15) mostra a configuração referente ao horizonte de planejamento para o sistema de 14 barras.

Este procedimento foi adotado devido à dificuldade de se encontrar na literatura especializada, trabalhos que pudessem ser utilizados como referência para comparação da metodologia proposta. Não foram encontrados trabalhos dedicados ao planejamento da expansão de redes de distribuição que considerem todos os aspectos abordados neste trabalho de forma simultânea, tais como incertezas, funções multi-objetivo, múltiplos estágios e consideração da Geração Distribuída.

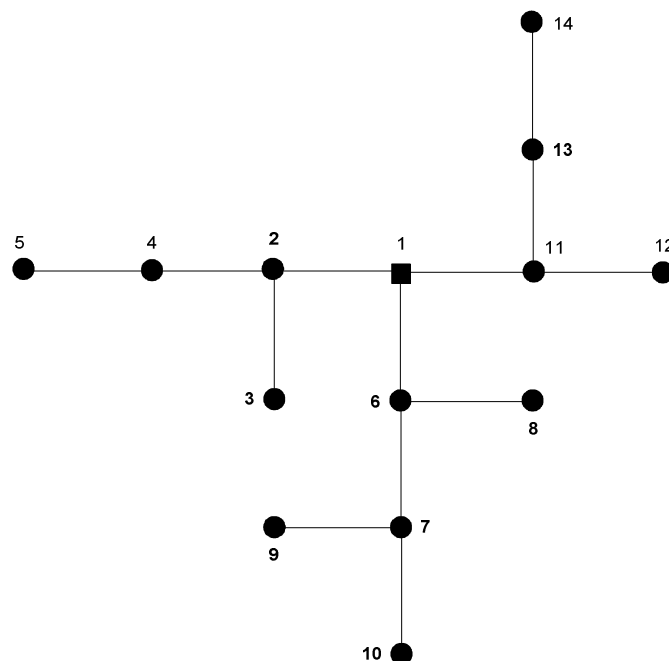


Figura V.15: Configuração do horizonte de planejamento para o sistema de 14 barras

Neste caso o quadrado representa a subestação ao passo que os círculos representam os pontos de demanda da rede em análise. A tabela (V.80) apresenta aspectos relevantes para este sistema.

Tabela V.80: Custos anualizados, DEC, FEC e máxima queda de tensão – configuração referente ao horizonte de planejamento – sistema de 14 barras

Custo de perdas (R\$)	559.964,00
CEND (R\$)	5.054.696,00
Custos de investimentos (R\$)	-----
Encargos da transmissão	2.558.858,00
Custos totais (R\$)	8.173.519,00
DEC (horas / consumidor)	4,225
FEC (interrupções / consumidor)	3,778
Máxima queda de tensão (p.u.)	0,031

Vários testes foram realizados, como mostrado nos tópicos a seguir:

V.12.1 TESTE COMPARATIVO I - Inclusão de Geração Distribuída

Neste teste foram consideradas possibilidades de instalação de GDs nas barras (3), (6), (7), (10), (13) e (14) como mostrado na figura (V.16) com capacidade de 800, 1600,

2400, 3200, 4000, 4800 ou 5600 KW cada unidade, totalizando 262.145 soluções candidatas. A solução que apresentou o mínimo custo global, considerando custo de perdas, encargos com a transmissão, custos de investimentos e CEND, é apresentada na tabela (V.81) e figura (V.17).

Tabela V.81: Geração Distribuída instalada no sistema de 14 barras considerando o mínimo custo global – TESTE COMPARATIVO I

Barra	Potências Instaladas (kW)	Total (kW)	Grau de Penetração (%)
10, 13 e 14	4800, 800 e 2400	8000,00	27,87

Cabe ressaltar que neste caso o objetivo era apenas de se verificar a capacidade do AG proposto de encontrar a melhor solução. Para tanto, a restrição referente ao máximo grau de penetração da GD em relação à carga foi desconsiderada. Este procedimento foi adotado com intuito de se gerar o maior número possível de soluções candidatas, verificando assim com maior precisão a eficiência do algoritmo proposto neste trabalho.

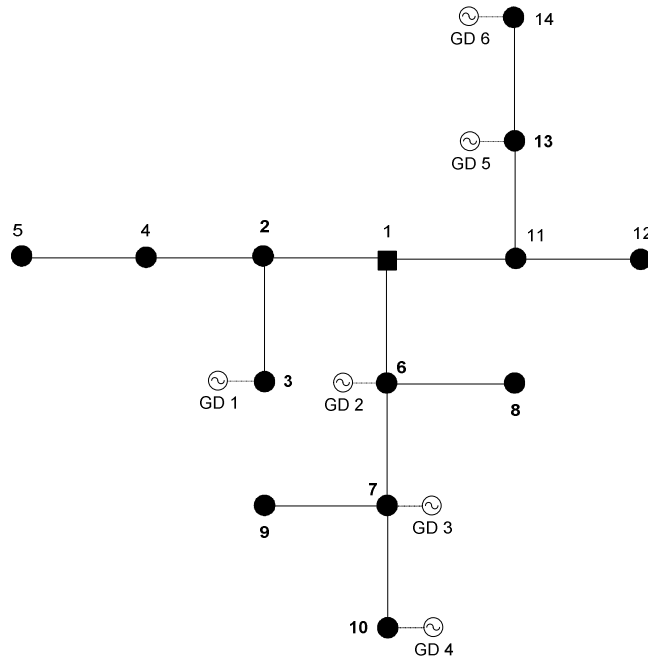


Figura V.16: Locais candidatos à instalação de geração distribuída – TESTE IX

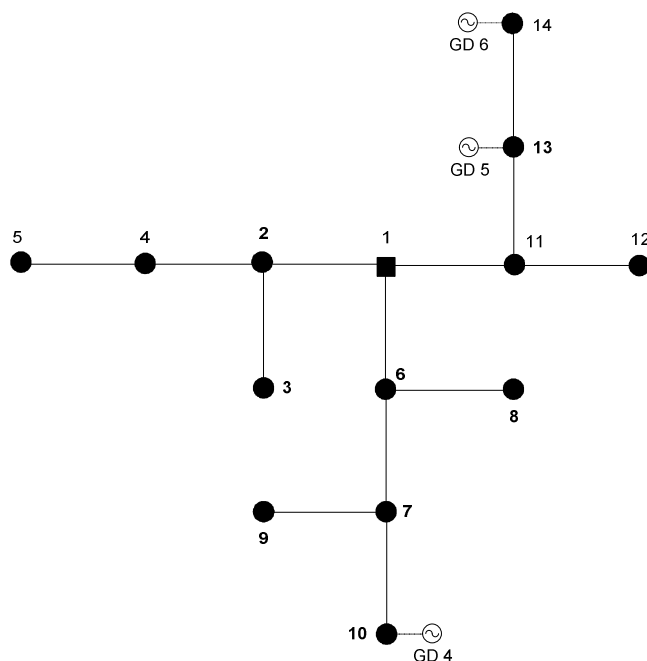


Figura V.17: Geração Distribuída instalada – TESTE COMPARATIVO I

Os custos anualizados, DEC, FEC e máxima queda de tensão referentes à solução que apresentou o mínimo custo global são mostrados na tabela (V.82).

Tabela V.82: Custos anualizados, DEC, FEC e máxima queda de tensão – solução de mínimo custo global – TESTE COMPARATIVO I

Custo de perdas (R\$)	274.350,00
CEND (R\$)	4.504.797,00
Custos de investimentos (R\$)	1.149.572,00
Encargos da transmissão	1.835.257,00
Custos totais (R\$)	7.763.976,00
DEC (horas / consumidor)	3,700
FEC (interrupções / consumidor)	3,778
Máxima queda de tensão (p.u.)	0,0192

A tabela (V.83) apresenta um resumo comparativo entre os resultados obtidos neste teste e a configuração referente ao horizonte de planejamento.

Tabela V.83: Redução percentual em relação à configuração referente ao horizonte de planejamento – TESTE COMPARATIVO I

	Redução (%)
Custo de perdas (R\$)	51,01
CEND (R\$)	10,88
Custos de investimentos (R\$)	-----
Encargos da transmissão	28,28
Custos totais (R\$)	5,01
DEC (horas / consumidor)	12,43
FEC (interrupções / consumidor)	0,00
Máxima queda de tensão (p.u.)	37,52

O mesmo resultado foi encontrado pelo algoritmo desenvolvido neste trabalho. Para tanto foram executadas 20 gerações com 60 indivíduos cada. A evolução da função objetivo durante o processo evolutivo é apresentada na figura (V.18).

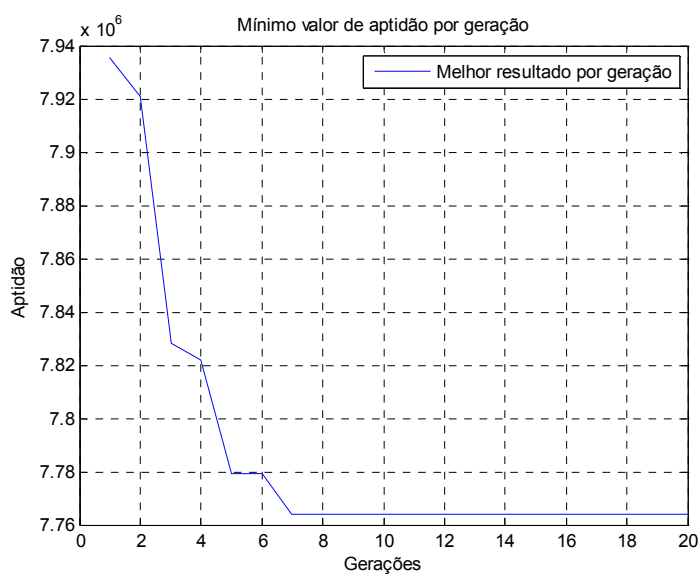


Figura V.18: Melhor valor de aptidão por geração – TESTE COMPARATIVO I

Para a execução das 262.145 soluções candidatas foram necessárias aproximadamente 4 horas e 25 minutos, sendo que o AG desenvolvido neste trabalho gastou cerca de 1 minuto e 18 segundos.

V.12.2 TESTE COMPARATIVO II - Inclusão de Geração Distribuída + Recondutoramento

Neste teste foram consideradas possibilidades de instalação de GDs nas barras (3), (7), (10), (13) e (14) com capacidade de 800, 1600, 2400, 3200, 4000, 4800 ou 5600 KW cada unidade além de possibilidade de recondutoramento das linhas (2 – 3), (6 – 8), (7 – 10) e (13 – 14), totalizando 524.289 soluções candidatas. A figura (V.19) mostra a configuração considerando as opções de expansão citadas anteriormente

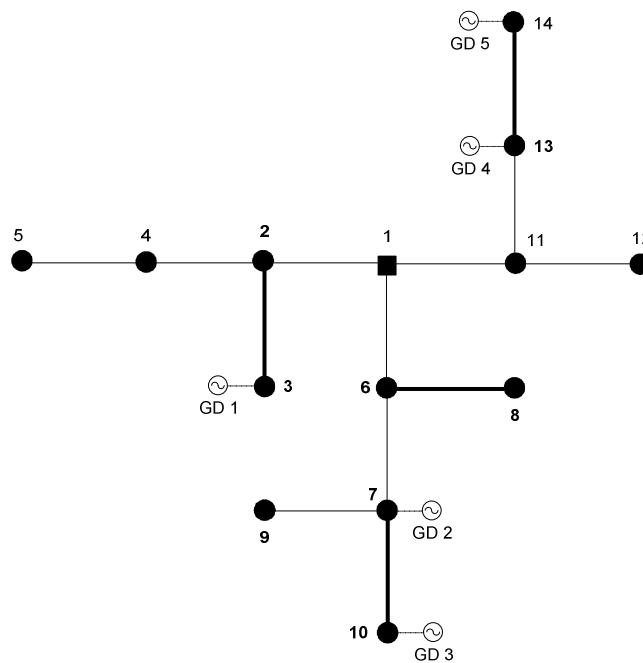


Figura V.19: Possíveis locais para instalação de geração distribuída e linhas candidatas ao recondutoramento – TESTE COMPARATIVO II

As linhas mais fortes indicam os locais candidatos ao recondutoramento.

A solução que apresentou o mínimo custo global, considerando custo de perdas, encargos com a transmissão, custos de investimentos e CEND, é apresentada nas tabelas (V.84) e (V.85) e figura (V.20).

Tabela V.84: Geração Distribuída instalada no sistema de 14 barras considerando o mínimo custo global – TESTE COMPARATIVO II

Barra	Potências Instaladas (kW)	Total (kW)	Grau de Penetração (%)
10, 13 e 14	4800, 800 e 2400	8000,00	27,87

Tabela V.85: Linhas reconduzidas considerando mínimo custo global – TESTE COMPARATIVO II

Reforço	Linha do sistema
Linhas reconduzidas	(2 – 3), (6 – 8) e (7 – 10)

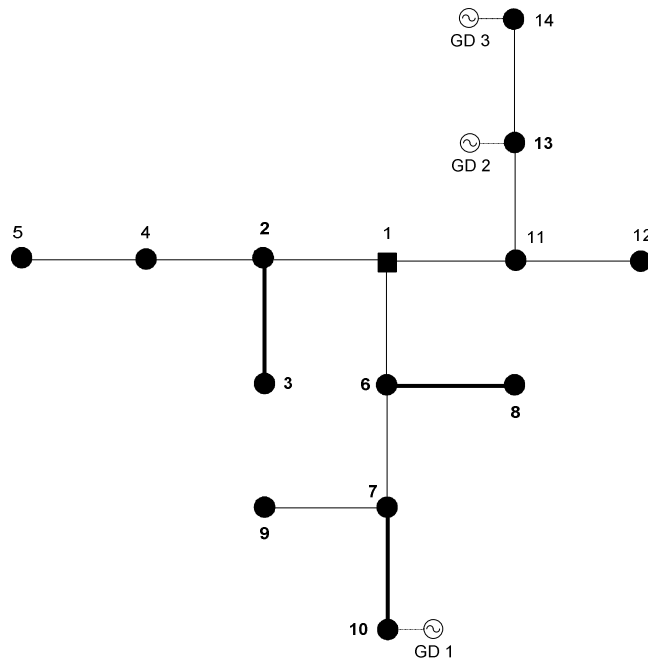


Figura V.20: Configuração ótima – TESTE COMPARATIVO II

Os custos anualizados, DEC, FEC e máxima queda de tensão referente à solução que apresentou o mínimo custo global são mostrados na tabela (V.86).

Tabela V.86: Custos anualizados, DEC, FEC e máxima queda de tensão – solução de mínimo custo global – TESTE COMPARATIVO II

Custo de perdas (R\$)	267.574,00
CEND (R\$)	4.504.797,00
Custos de investimentos (R\$)	1.151.189,00
Encargos da transmissão	1.834.716,00
Custos totais (R\$)	7.758.275,00
DEC (horas / consumidor)	3,700
FEC (interrupções / consumidor)	3,778
Máxima queda de tensão (p.u.)	0,0192

A tabela (V.87) apresenta um resumo comparativo entre resultados obtidos neste teste e a configuração do horizonte de planejamento.

Tabela V.87: Redução percentual em relação à configuração referente ao horizonte de planejamento –TESTE COMPARATIVO II

	Redução (%)
Custo de perdas (R\$)	52,22
CEND (R\$)	10,88
Custos de investimentos (R\$)	-----
Encargos da transmissão	28,30
Custos totais (R\$)	5,08
DEC (horas / consumidor)	12,43
FEC (interrupções / consumidor)	0,00
Máxima queda de tensão (p.u.)	37,52

O mesmo resultado foi encontrado pelo algoritmo desenvolvido neste trabalho. Para tanto foram executadas 20 gerações com 90 indivíduos cada. A evolução da função objetivo durante o processo evolutivo é apresentada na figura (V.21).

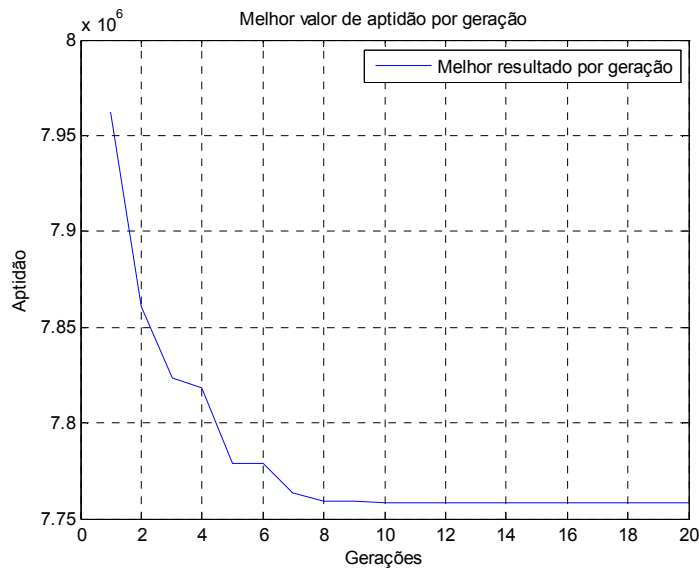


Figura V.21: Melhor valor de aptidão por geração – TESTE COMPARATIVO II

Para a execução das 524.289 soluções candidatas foram necessárias aproximadamente 8 horas e 53 minutos, sendo que o AG desenvolvido neste trabalho gastou cerca de 1 minuto e 55 segundos.

V.12.3 TESTE COMPARATIVO III - Inclusão de Geração Distribuída + Recondutoramento + Alteração da Topologia da Rede

Neste teste foram consideradas possibilidades de instalação de unidades de Geração Distribuída nas barras (7), (10), (13) e (14) com capacidade de 800, 1600, 2400, 3200, 4000, 4800 ou 5600 KW cada unidade, possibilidade de recondutoramento das linhas (6 – 8), (7 – 10) e (13 – 14), possibilidade de instalação de uma nova chave normalmente aberta no trecho (3 – 9) bem como alteração da topologia da rede através da mudança de estado da chave normalmente aberta instalada na linha (8 – 12), totalizando 2.097.153 soluções candidatas. A figura (V.22) mostra a configuração considerando as opções de expansão citadas anteriormente

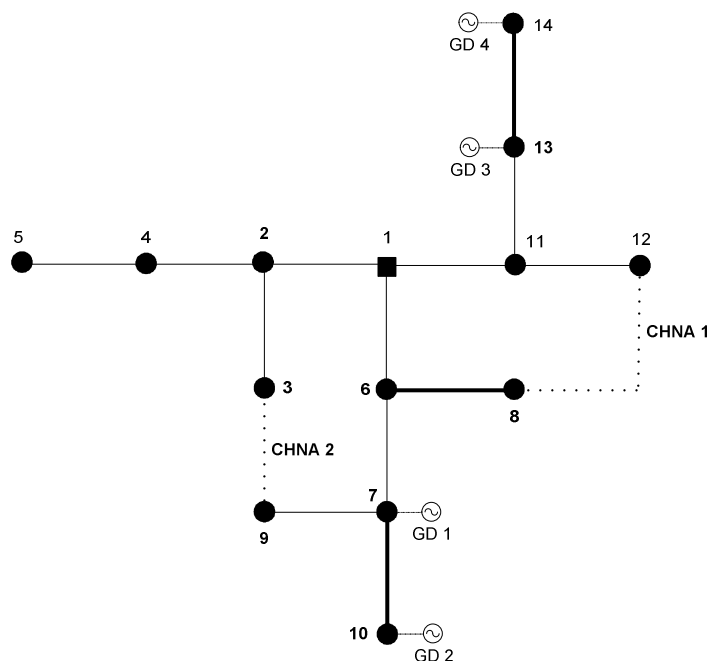


Figura V.22: Possíveis reforços – TESTE COMPARATIVO III

As linhas tracejadas indicam a presença de uma chave normalmente aberta ou um local candidato a instalação de uma nova chave de manobra.

A solução que apresentou o mínimo custo global é apresentada nas tabelas (V.88) e (V.89) e figura (V.23).

Tabela V.88: Geração Distribuída instalada no sistema de 14 barras considerando o mínimo custo global – TESTE COMPARATIVO III

Barra	Potências Instaladas (kW)	Total (kW)	Grau de Penetração (%)
10, 13 e 14	4800, 800 e 2400	8000,00	27,87

Tabela V.89: Linhas reconduzidas, nova chave de manobra instalada e nova topologia da rede considerando mínimo custo global – TESTE COMPARATIVO III

Reforço	Linha do sistema
Nova chave NA instalada	(8 – 12)
Chaves abertas	(6 – 8) e (7 – 9)
Linhas reconduzidas	(7 – 10)

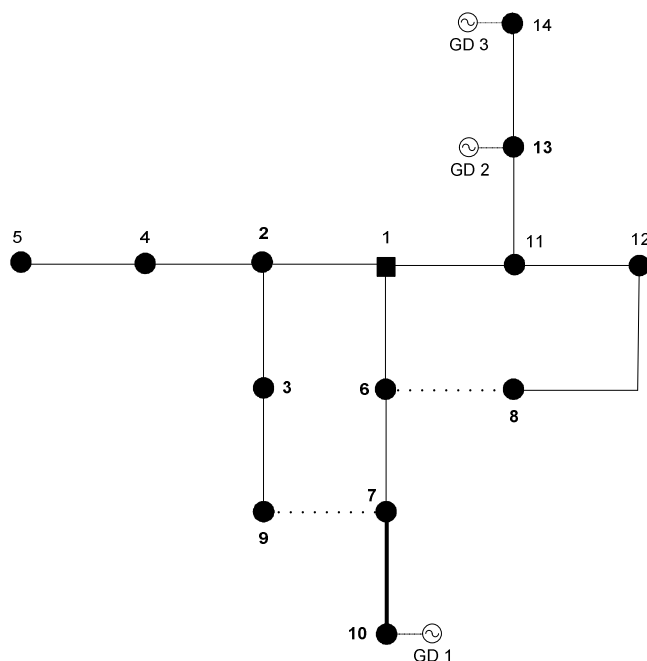


Figura V.23: Configuração ótima – TESTE COMPARATIVO III

Os custos anualizados, DEC, FEC e máxima queda de tensão referente à solução que apresentou o mínimo custo global são mostrados na tabela (V.90).

Tabela V.90: Custos anualizados, DEC, FEC e máxima queda de tensão – solução de mínimo custo global – TESTE COMPARATIVO III

Custo de perdas (R\$)	242.362,00
CEND (R\$)	3.927.938,00
Custos de investimentos (R\$)	1.150.448,00
Encargos da transmissão	1.832.702,00
Custos totais (R\$)	7.153.450,00
DEC (horas / consumidor)	2,89
FEC (interrupções / consumidor)	3,25
Máxima queda de tensão (p.u.)	0,017

A tabela (V.91) apresenta um resumo comparativo entre resultados obtidos neste teste e a configuração do horizonte de planejamento.

Tabela V.91: Redução percentual em relação à configuração referente ao horizonte de planejamento –TESTE COMPARATIVO III

	Redução (%)
Custo de perdas (R\$)	56,72
CEND (R\$)	22,29
Custos de investimentos (R\$)	-----
Encargos da transmissão	28,38
Custos totais (R\$)	12,48
DEC (horas / consumidor)	31,60
FEC (interrupções / consumidor)	13,98
Máxima queda de tensão (p.u.)	44,68

O mesmo resultado foi encontrado pelo algoritmo desenvolvido neste trabalho. Para tanto foram executadas 20 gerações com 110 indivíduos cada. A evolução da função objetivo durante o processo evolutivo é apresentada na figura (V.24).

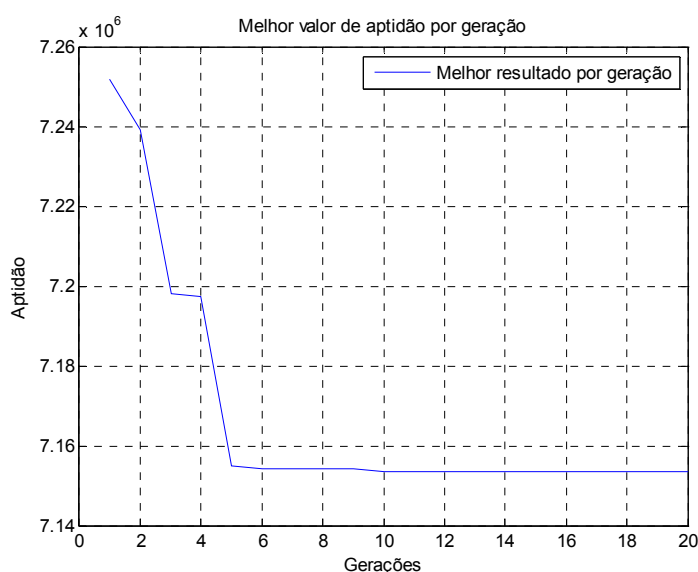


Figura V.24: Melhor valor de aptidão por geração – TESTE COMPARATIVO III

Para a execução das 2.097.153 soluções candidatas foram necessárias aproximadamente 41 horas e 58 minutos, sendo que o AG desenvolvido neste trabalho gastou cerca de 2 minutos e 55 segundos.

Em todos os testes realizados e apresentados nesta seção o AG proposto obteve a solução correspondente ao mínimo global. Este fato comprova a eficácia e qualidade do algoritmo desenvolvido neste trabalho.

V.13 TESTE X

Com o intuito de se verificar a aplicabilidade da metodologia desenvolvida a um sistema real, o TESTE VIII foi realizado novamente, desta feita considerando o sistema real de 177 barras de uma distribuidora do Rio de Janeiro, visando a determinação da seqüência ótima de obras a serem implantadas em cada estágio do horizonte de planejamento.

V.13.1 Sistema Real de 177 Barras

O sistema utilizado para consolidar a metodologia proposta possui 1 subestação, 177 barras, 179 linhas, 22 chaves normalmente fechadas localizadas nas linhas (2), (8), (11), (15), (28), (33), (89), (91), (96), (98), (111), (114), (119), (122), (127), (132), (137), (143), (144), (154), (158) e (168), 3 chaves normalmente abertas localizadas nas linhas (177), (179) e (181), tensão de 13,8 kV e carga nominal de 31,385 MW e 13,37 Mvar. Para melhor exploração da metodologia proposta neste trabalho foi considerada a possibilidade de instalação de duas novas chaves de manobra, localizadas nas linhas (178) e (180). A configuração referente ao horizonte de planejamento deste sistema é mostrada na figura (V.25), sendo que seus principais dados são apresentados no Apêndice B.

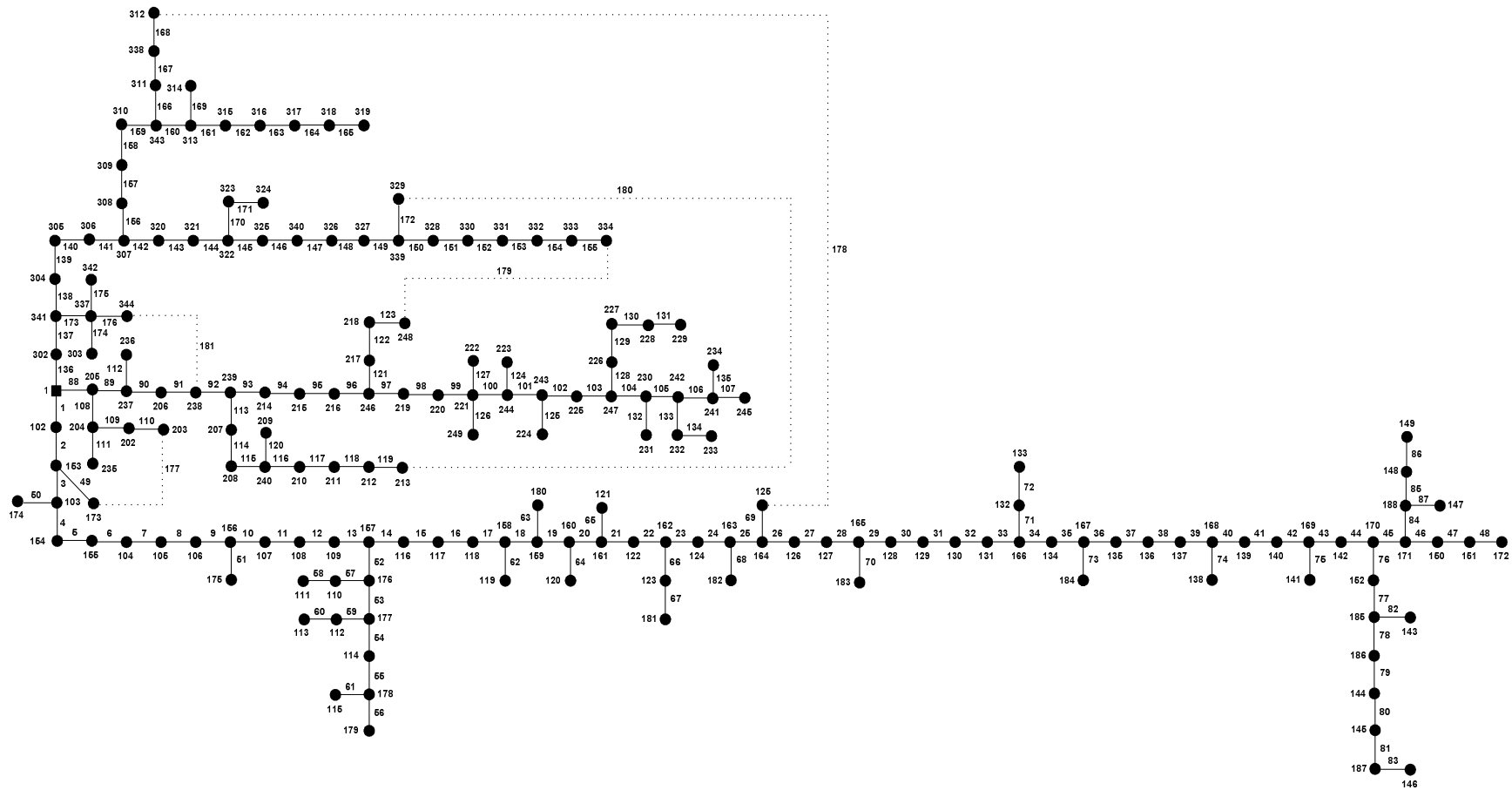


Figura V.25: Configuração do horizonte de planejamento para o sistema real de 177 barras

Assim como no TESTE VIII, neste caso também foram considerados 3 estágios. A carga nominal do sistema, apresentada no Apêndice B, refere-se ao estágio (3). Para a determinação das demandas correspondentes aos estágios (1) e (2) foram utilizados os mesmos parâmetros utilizados no TESTE VIII e rerepresentados na tabela (V.92).

Tabela V.92: Estágios considerados para o planejamento dinâmico – TESTE X

Estágio	Período correspondente	Nível de carga
1	Primeiro ano	0,7
2	Segundo ano	0,8
3	Quinto ano	1,0

A tabela (V.93) apresenta alguns dados relevantes referentes à configuração do horizonte de planejamento do sistema de 177 barras para os 3 estágios considerados, como por exemplo, custos anualizados de perdas, Custo do Valor Esperado da Energia Não Distribuída (CEND), Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), custos anualizados de investimento, encargos pelo uso do sistema de transmissão e menor valor de tensão. Cabe ressaltar que os custos apresentados na tabela (V.93) foram trazidos a Valor Presente para o estágio (1).

Tabela V.93: Dados relativos à configuração do horizonte de planejamento do sistema de 177 barras referentes aos 3 estágios analisados

	Estágio (1)	Estágio (2)	Estágio (3)
Custos anualizados de perdas (R\$)	404.957,00	481.014,00	690.329,00
CEND (R\$)	39.022.442,00	40.177.547,00	45.244.985,00
Custos anualizados de investimentos (R\$)	0,00	0,00	0,00
Encargos da Transmissão	1.956.946,00	2.019.999,00	2.286.665,00
Custos totais (R\$)	41.384.345,00	42.678.560,00	48.221.979,00
DEC (horas / consumidor)	32,67	32,67	32,67
FEC (interrupções / consumidor)	17,96	17,96	17,96
Menor valor de tensão (p.u.)	1,008	1,001	0,989

V.13.2 Alternativas de Expansão Consideradas no TESTE X

Com intuito de se garantir o atendimento à demanda de energia elétrica com qualidade e economia, durante o horizonte de planejamento, várias alternativas de expansão foram analisadas, como mostrado a seguir:

- Reconfiguração da rede através da alteração do estado das chaves normalmente abertas, instaladas entre as barras (173 – 203), (248 – 334) e (238 – 344);
- Alteração da topologia da rede através da instalação de novas chaves NAs entre as barras (125 – 312) e (213 – 329);
- Recondutoramento das linhas (2), (24), (25), (49), (69), (91), (110), (118), (123), (149), (150), (154), (167), (172) e (176). Estas linhas foram consideradas candidatas devido ao fato de estarem localizadas próximas às chaves NAs instaladas na rede ou próximas a possíveis locais candidatos à instalação de novas chaves de manobra.
- Instalação de unidades de Geração Distribuída nas barras (113), (114), (129), (130), (227), (229), (234), (312), (318) e (319). Foram considerados geradores com capacidade de 180, 360, 540, 720, 900, 1080 e 1240 KW. Estas barras foram consideradas como candidatas à instalação de GD pelo fato de estarem no final do alimentador ou possuírem valores elevados de demanda, embora na realidade seja necessário também que estes locais sejam viáveis tecnicamente para a instalação destes equipamentos.

V.13.3 Planejamento a Múltiplos Estágios – Sistema 177 Barras – Sem Incertezas

Neste exemplo serão apresentados para cada estágio os reforços a serem implantados na rede. As incertezas referentes às cargas e às potências geradas pelas GDs não foram consideradas.

As propostas de reforços e alterações na configuração do sistema para cada estágio são apresentadas nas tabelas (V.94) e (V.95), sendo que os valores dos custos anualizados

trazidos a Valor Presente para o estágio (1), DEC, FEC e menor valor de tensão são mostrados na tabela (V.96).

Tabela V.94: Linhas reconduzoradas, novas chaves de manobra instaladas e nova topologia da rede para cada estágio desconsiderando incertezas – Sistema 177 barras - TESTE X

Reforço	Linha do sistema	Estágio
Novas chaves instaladas	178 e 180	1
Chaves abertas	177, 15, 143, 114 e 181	
Linhas reconduzoradas	24, 25, 69, 91, 123, 154 e 167	
Novas chaves instaladas		2
Chaves abertas		
Linhas reconduzoradas		
Novas chaves instaladas		3
Chaves abertas		
Linhas reconduzoradas	172	

De acordo com os resultados apresentados na tabela (V.94) pode-se observar que não foi indicada nenhuma obra para ser realizada no estágio (2), sendo que no estágio (3) deve-se reconduzorar a linha (172).

Tabela V.95: Geração Distribuída adicionada ao sistema em cada estágio desconsiderando incertezas – Sistema 177 barras - TESTE X

Barra	Potência adicionada (KW)	Total de potência instalada (kW)	Grau de Penetração (%)	Estágio
113 e 114	180, 900	1080,00	4,92	1
114	180	1260,00	4,94	2
114	180	1440,00	4,52	3

Tabela V.96: Custos anualizados trazidos a Valor Presente, DEC, FEC e menor valor de tensão para cada estágio desconsiderando incertezas – Sistema 177 barras - TESTE X

Estágio	1	2	3
Custo de perdas (R\$)	355.490,00	421.984,00	604.645,00
CEND (R\$)	17.723.889,00	18.248.534,00	20.550.151,00
Custos de investimentos (R\$)	234.984,00	34.953,00	31.646,00
Encargos da transmissão	1.856.380,00	1.915.839,00	2.177.429,00
Custos totais (R\$)	20.172.743,00	20.621.310,00	23.363.871,00
DEC (horas / consumidor)	22,86	22,86	22,86
FEC (interrupções / consumidor)	16,74	16,74	16,74
Menor valor de tensão (p.u.)	1,015	1,010	0,999

Os custos de investimentos previstos para o estágio (1) se referem à instalação de novas chaves de manobra nas linhas (178) e (180), abertura das chaves (15), (143) e (114), fechamento da chave (179), recondutoramento das linhas (24), (25), (69), (91), (123), (154) e (167) e instalação de 180 KW na barra (113) e 900 KW na barra (114). Com relação ao estágio (2), os custos de investimento são relativos à instalação de 180 KW na barra (114). No estágio (3) são instalados mais 180 KW na barra (114) e reconduzida a linha (172).

O custo total de expansão e operação do sistema para o horizonte analisado corresponde ao somatório dos custos apresentados na tabela acima, ou seja, R\$ 64.157.924,00. Em relação aos custos referentes à configuração do horizonte de planejamento, apresentados na tabela (V.93), observa-se uma redução de R\$ 68.126.960,00, ou seja, 51,5 %.

V.13.4 Planejamento a Múltiplos Estágios – Sistema 177 Barras – Com Incertezas

Neste teste, as incertezas referentes à demanda e às potências geradas pelas unidades de Geração Distribuída foram consideradas durante o processo evolutivo. Para cada estágio analisado, o objetivo é determinar a alternativa de expansão que proporcione o mínimo custo global, considerando vários cenários de carga e geração. Para cada estágio apresentado no teste anterior, foram considerados 3 cenários de carga e 3 cenários de geração, totalizando 9 cenários com diferentes probabilidades de ocorrência, conforme apresentado na tabela (V.24).

As propostas de reforços e alterações na configuração do sistema de 177 barras para cada estágio, obtidas através da Metodologia I, são apresentadas nas tabelas (V.97) e (V.98), sendo que os valores dos custos anualizado trazidos a Valor Presente para o estágio (1), DEC, FEC e menor valor de tensão são mostrados na tabela (V.99).

Tabela V.97: Linhas reconduzoradas, novas chaves de manobra instaladas e nova topologia considerando incertezas – Sistema de 177 barras – Metodologia I – TESTE X

Reforço	Linha do sistema	Estágio
Novas chaves instaladas	178 e 180	1
Chaves abertas	177, 15, 143, 114 e 181	
Linhas reconduzoradas	24, 25, 69, 91, 123, 154 e 167	
Novas chaves instaladas		2
Chaves abertas		
Linhas reconduzoradas		
Novas chaves instaladas		3
Chaves abertas		
Linhas reconduzoradas	172	

Assim como verificado no TESTE VIII, em termos de reconduzoramento de linhas, instalação de novas chaves de manobra e alteração da topologia da rede, observa-se que o resultado obtido neste caso é igual ao encontrado no item anterior, no qual não foram consideradas as incertezas inerentes ao processo de planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica.

Tabela V.98: Geração Distribuída instalada no sistema para cada estágio considerando incertezas – Sistema de 177 barras – Metodologia I – TESTE X

Barra	Potência adicionada (KW)	Total de potência instalada (kW)	Grau de Penetração (%)	Estágio
113 e 114	720, 1260	1980,00	7,11	1
113	360	2340,00	7,35	2
113	180	2520,00	6,33	3

Em relação aos resultados apresentados na tabela (V.95) na qual as incertezas foram desconsideradas, observa-se um acréscimo nas capacidades das unidades de Geração Distribuída a serem instaladas na rede.

Tabela V.99: Custos anualizados trazidos a Valor Presente para o estágio (1), DEC, FEC e menor valor de tensão para cada estágio considerando incertezas – Sistema de 177 barras – Metodologia I – TESTE X

Estágio	1	2	3
Custo de perdas (R\$)	428.003,00	508.824,00	730.155,00
CEND (R\$)	19.319.039,00	19.890.903,00	22.461.283,00
Custos de investimentos (R\$)	428.974,00	70.509,00	32.189,00
Encargos da transmissão	1.982.833,00	2.041.744,00	2.177.429,00
Custos totais (R\$)	22.158.849,00	22.511.980,00	25.401.056,00
DEC (horas / consumidor)	22,86	22,86	22,86
FEC (interrupções / consumidor)	16,74	16,74	16,74
Menor valor de tensão (p.u.)	1,012	1,006	0,994

Os custos de investimentos previstos para o estágio (1) se referem à instalação de novas chaves de manobra nas linhas (178) e (180), abertura das chaves (15), (143) e (114), fechamento da chave (179), recondutoramento das linhas (24), (25), (69), (91), (123), (154) e (167) e instalação de 720 KW na barra (113) e 1260 KW na barra (114). Com relação ao estágio (2), os custos de investimento são relativos à instalação de 360 KW na barra (113). No estágio (3) são instalados mais 180 KW na barra (113) e recondutorada a linha (172).

O custo total de expansão e operação do sistema de 177 barras para o horizonte analisado, considerando as incertezas referentes às cargas e potências fornecidas pelas GDs, é de R\$ 70.071.885,00. A solução obtida considerando-se as incertezas apresenta uma redução de custos em relação à configuração do horizonte de planejamento, inferior à solução encontrada quando da desconsideração das incertezas referentes às cargas e geração. A aplicação da Metodologia II obteve como solução a mesma seqüência de obras apresentada pela Metodologia I.

Assim como ocorrido no TESTE VIII, pode-se perceber que a inclusão das incertezas referentes às cargas e potências geradas pelas GDs interferiu na determinação das capacidades das unidades de Geração Distribuída a serem instaladas na rede, sendo que a topologia da rede permaneceu inalterada.

V.14 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram apresentados os resultados obtidos através da aplicação da metodologia desenvolvida neste trabalho para a solução do problema do planejamento da

expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica. Foram realizados diversos testes abordando aspectos relevantes ao problema em foco.

Os TESTES I, II e III dedicaram-se ao planejamento estático da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica desconsiderando as incertezas referentes às cargas e potências fornecidas pelas unidades de Geração Distribuída. Nos TESTES IV e V estas incertezas foram incorporadas ao problema em análise. O planejamento a múltiplos estágios foi abordado no TESTE VIII no qual foram considerados 3 estágios, incluindo no estágio (3) a possibilidade de atendimento a novos pontos de carga. Todos estes testes foram realizados considerando um sistema de 33 barras conhecido da literatura especializada. A tabela (V.100) apresenta um resumo comparativo dos custos totais obtidos nestes testes. Também são apresentadas nesta tabela as parcelas componentes do custo total referentes ao custo das alternativas de investimento determinadas em cada teste realizado.

Tabela V.100: Resumo comparativo dos principais resultados obtidos nos TESTES I, II, III, IV, V e VIII

TESTE I	(R\$) / ano		
Custos totais	1.170.577,00		
Custos reconfiguração	736,30		
Custos Geração Distribuída	71.129,80		
Custos recondutoramento	20.403,90		
TESTE II	(R\$) / ano		
Custos totais	1.164.291,00		
Custos reconfiguração	736,30		
Custos Geração Distribuída	71.129,80		
Custos recondutoramento	10.691,90		
TESTE III	(R\$) / ano		
Custos totais	1.164.364,00		
Custos reconfiguração	736,30		
Custos Geração Distribuída	71.129,80		
Custos recondutoramento	10.691,90		
TESTE IV	(R\$) / ano		
Custos totais	1.303.918,00		
Custos reconfiguração	736,30		
Custos Geração Distribuída	71.129,80		
Custos recondutoramento	13.071,90		
TESTE V	(R\$) / ano		
Custos totais	1.299.876,00		
Custos reconfiguração	736,30		
Custos Geração Distribuída	71.129,80		
Custos recondutoramento	10.691,90		
TESTE VIII – Sem incertezas	(R\$) / ano		
	Estágio (1)	Estágio (2)	Estágio (3)
Custos totais	798.580,00	767.693,00	1.066.775,00
Custos reconfiguração	736,30	0,00	0,00
Custos Geração Distribuída	51.730,70	5.774,00	10.310,00
Custos recondutoramento	6.391,00	0,00	5.326,00
Atendimento a novos pontos de carga	0,00	0,00	31.641,00

CAPÍTULO VI

CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

VI.1 CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma metodologia dedicada ao problema do planejamento da expansão de redes de distribuição de energia elétrica utilizando Algoritmos Genéticos. Em uma primeira etapa foi desenvolvido um modelo para a solução do planejamento estático da expansão. No modelo proposto neste trabalho, alternativas convencionais de expansão, tais como alteração da topologia da rede, instalação de novas chaves de manobra, construção de trechos de alimentadores para atendimento a novos pontos de carga, recondutoramento de linhas, etc, foram consideradas juntamente com a inclusão da Geração Distribuída, com o propósito de se obter uma configuração ou conjunto de configurações radiais que minimizem uma determinada função objetivo. Para cada configuração factível, ou seja, radial, foi executado um fluxo de potência não linear para se determinar os fluxos de potência nos alimentadores, perdas elétricas, montante de energia importada da transmissão, módulos das tensões nas barras, etc. Além disso, indicadores de confiabilidade, tais como CEND, DEC e FEC, também foram calculados para as configurações factíveis, através de um módulo de avaliação da confiabilidade baseado em técnicas analíticas.

As configurações que não atendem à restrição de radialidade ou qualquer outra foram penalizadas através de uma função linear crescente com o decorrer do processo evolutivo, com intuito de permitir que no início do processo, mesmo as configurações infactíveis possam transmitir suas características genéticas para as próximas gerações, e que no fim do processo evolutivo sejam obtidas apenas configuração radiais. As incertezas referentes à demanda e às potências geradas pelas unidades de Geração Distribuída foram incorporadas ao processo através da utilização de múltiplos cenários. Duas metodologias foram propostas para a consideração das incertezas. A Metodologia I considerou a análise individualizada de cada cenário, onde foi determinada em uma primeira fase, uma alternativa de expansão para cada cenário. Em uma segunda fase, foi aplicado um processo decisório com intuito de se obter uma solução única levando-se em consideração as soluções obtidas na primeira

fase assim como as probabilidades de ocorrência de cada cenário considerado. Na Metodologia II, os cenários foram analisados de forma simultânea juntamente com suas respectivas probabilidades de ocorrência, obtendo-se de forma direta uma solução única.

Em uma segunda etapa foi proposto um modelo dedicado à solução do planejamento da expansão de redes de distribuição considerando múltiplos estágios. De acordo com orientações do PRODIST, foram considerados 3 estágios, sendo que o primeiro corresponde ao ano (1), o segundo ao ano (2) e o terceiro estágio refere-se ao ano (5) – ano horizonte do estudo. Assim como no planejamento estático, neste caso também as configurações ineficazes foram penalizadas através de uma função linear crescente com o decorrer do processo de otimização. Também foram aplicadas as duas metodologias propostas neste trabalho para a inclusão das incertezas referentes às cargas e potências geradas pelas unidades de Geração Distribuída no planejamento a múltiplos estágios.

Vários testes foram realizados para se verificar a eficácia da metodologia proposta. Os 8 primeiros testes foram realizados em um sistema de 33 barras, sendo que o nono teste foi realizado em um sistema de 14 barras e o décimo em um sistema real contendo 177 barras.

O primeiro teste foi realizado considerando-se uma função objetivo constituída pelos custos anualizados referentes às perdas de energia, CEND, máxima queda de tensão, montante de energia importada da transmissão e custos anualizados relativos aos investimentos realizados na rede. Foram considerados fatores de ponderação unitários e apresentados resultados referentes à normalização da função objetivo pelo Valor Máximo, pelo Valor Médio e pela Adequabilidade. Pelos resultados obtidos observou-se que a determinação dos parâmetros de normalização interfere diretamente na qualidade da solução encontrada. Neste exemplo a normalização da função objetivo pelo Valor Máximo se mostrou mais indicada, mas esta afirmação não pode ser generalizada, pois é possível que em outros problemas de otimização, este comportamento não se verifique. Este aspecto apresenta-se como um fator limitante da aplicação do método da soma ponderada para tratamento de funções objetivo com múltiplos termos.

O segundo teste foi realizado considerando uma função objetivo constituída pelos custos anualizados de perdas, CEND, montante de energia importada da transmissão e custos anualizados de investimentos. Devido à natureza dos termos envolvidos na função objetivo, estes puderam ser somados e tratados como um único objetivo. A solução obtida pelo algoritmo proposto parece ser de ótima qualidade e proporciona uma grande redução

com relação aos custos totais apresentados pela configuração referente ao horizonte de planejamento mas não se pode garantir que a resposta encontrada neste trabalho corresponda ao ótimo global pois esta é uma das características dos Algoritmos Genéticos. Diferentemente do primeiro teste, a análise realizada no segundo teste independe da interferência do planejador visto que não há necessidade de determinação dos parâmetros de normalização. Por outro lado a função objetivo considerada neste caso é constituída apenas por fatores que permitiram serem tratados como sendo um único objetivo, ou seja, minimização dos custos. Com relação ao esforço computacional envolvido no processo de otimização, não há alterações significativas entre os dois testes. Para cada geração analisada foram gastos aproximadamente 2 minutos.

Devido à sua natureza, em muitos casos os termos da função objetivo não podem ser simplesmente somados, como mencionado acima. Desta forma foi realizado um terceiro teste considerando-se uma função objetivo constituída pelas perdas de energia, encargos com a transmissão, DEC, FEC e custos anualizados de investimento. Em uma primeira etapa foram selecionadas as soluções não dominadas ou Pareto-ótimas. Após definido o conjunto de soluções Pareto-ótimas foi aplicado um processo de decisão para a determinação de uma alternativa de expansão adequada aos vários objetivos considerados. Este procedimento apresenta resultados superiores ao método da soma ponderada visto que neste caso também não há a necessidade de determinação dos parâmetros de normalização, além de ser obtido um conjunto de soluções Pareto-ótimas que podem ser analisadas pelo planejador para a tomada de decisão. Em termos de esforço computacional, as duas metodologias apresentam desempenho equivalente.

No quarto teste realizado, as incertezas referentes às cargas e potências fornecidas pelas unidades de Geração Distribuída foram incorporadas ao processo através da aplicação da Metodologia I. Foram considerados 3 patamares de carga e 3 níveis de geração, totalizando 9 cenários. Em uma primeira fase, foi obtida uma solução para cada cenário analisado de forma individualizada. Em uma segunda fase, foi determinada uma solução única levando-se em consideração as soluções obtidas na primeira fase bem como as probabilidades de ocorrência de cada cenário.

No quinto teste a Metodologia II foi aplicada para inclusão das incertezas. Neste caso, determinou-se uma solução considerando-se todos os cenários de forma simultânea. De acordo com os resultados obtidos neste trabalho, pode-se observar que na maioria das

vezes, a solução obtida pela Metodologia II foi superior à configuração obtida pela Metodologia I em termos de custos e confiabilidade. Este comportamento se justifica pelo fato de que na Metodologia II, todos os cenários são analisados de forma simultânea sendo que na Metodologia I cada cenário é considerado de forma individualizada e somente em uma segunda fase, através de um processo decisório, a melhor alternativa de expansão é obtida. Em contrapartida, a Metodologia I oferece um conjunto de soluções e não apenas uma solução como na Metodologia II. O esforço computacional requerido pela Metodologia II é equivalente ao da Metodologia I.

No sexto teste foram considerados novos fatores de incertezas de carga e geração bem como novas probabilidades de ocorrência para cada cenário com o intuito de se avaliar a influência dos fatores de incertezas de carga e geração e probabilidades dos cenários nas soluções obtidas. De acordo com os resultados obtidos, pode-se concluir que a topologia da rede foi pouco influenciada pela variação dos fatores de incertezas de carga, geração e probabilidades de ocorrência de cada cenário. A influência da variação destes parâmetros foi verificada basicamente na capacidade das unidades de Geração Distribuída a serem incluídas no sistema. Caso sejam considerados fatores de incerteza de geração mais pessimistas, a tendência é a diminuição ou a não instalação/contratação de GD, visto que os custos permanecem elevados ao passo que os benefícios são reduzidos.

O sétimo teste foi realizado visando o atendimento a novos pontos de carga. Para cada novo ponto de carga foi determinado o melhor ponto para sua conexão à rede. Também foi analisada a possibilidade de conexão de unidades de Geração Distribuída nestes novos pontos.

O oitavo teste se dedicou ao planejamento da expansão de redes de distribuição considerando-se múltiplos estágios. Para tanto foi utilizada a metodologia desenvolvida baseada na teoria de programação pseudo-dinâmica. Em uma primeira análise, as incertezas referentes às cargas e potências geradas pelas GDs foram desconsideradas. Posteriormente, estas incertezas foram incluídas no processo para a determinação da melhor seqüência de obras a ser implantada. De acordo com os resultados obtidos neste teste pode-se perceber que a inclusão das incertezas interferiu na determinação das capacidades das unidades de Geração Distribuída a serem instaladas na rede, sendo que a topologia da rede permaneceu inalterada.

Com intuito de se verificar a exatidão do algoritmo desenvolvido neste trabalho, foi realizado um nono teste utilizando um sistema de 14 barras. Neste caso, foram comparados os resultados determinados pelo algoritmo proposto neste trabalho com os resultados obtidos por um algoritmo que testa todas as possíveis soluções. Em todas as análises realizadas neste teste, o AG proposto obteve a solução correspondente ao mínimo global.

O último teste foi realizado considerando-se um sistema real contendo 177 barras. O objetivo foi a determinação da melhor seqüência de obras a ser implantada durante o período analisado, utilizando a metodologia de planejamento a múltiplos estágios, assim como realizado no oitavo teste.

Os resultados obtidos neste trabalho demonstram a necessidade de se obter um plano de expansão adequado para as redes de distribuição. Um planejamento eficiente pode proporcionar uma grande melhoria em termos de eficiência do sistema bem como uma elevada redução com relação aos custos, como verificado nos testes realizados.

Em linhas gerais, os testes realizados permitem concluir que a metodologia desenvolvida neste trabalho é capaz de fornecer resultados de ótima qualidade, considerando múltiplos estágios, incertezas, funções objetivo compostas por termos de naturezas distintas e muitas vezes conflitantes e diversas alternativas de expansão incluindo a Geração Distribuída. A metodologia desenvolvida está apta para ser aplicada em sistemas reais e de grande porte, como verificado nos teste realizado com o sistema de 177 barras de uma distribuidora do Rio de Janeiro.

VI.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

A proposta de continuação do trabalho visa desenvolver aperfeiçoamentos na metodologia desenvolvida para o planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica. Com este objetivo, podem ser considerados os seguintes tópicos:

- Aperfeiçoar a análise referente ao recondutoramento de alimentadores. Aumentando o número de bits para a representação no cromossomo de cada trecho candidato ao recondutoramento, pode-se proporcionar a consideração durante o processo de otimização, de diversos cabos com diferentes bitolas e custos;

- Implementar o algoritmo proposto em uma linguagem de alto nível (C++, Fortran) acarretando em uma drástica redução no tempo computacional;
- Aperfeiçoar o algoritmo destinado ao atendimento a novos pontos de carga, incluindo a possibilidade de ligação entre dois novos pontos de carga, aspecto este que pode provocar a formação de novos laços, gerando assim a necessidade de determinação de novas equações de laços para que a radialidade seja mantida;
- Realizar testes em novos sistemas, especialmente em sistemas de grande porte;
- Aperfeiçoar o tratamento dos múltiplos estágios através da aplicação direta da teoria da programação dinâmica, visto que a metodologia desenvolvida neste trabalho se baseia na programação pseudo-dinâmica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ANEEL., **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo II – Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição**, 2008.
- [2] KAGAN, N., **Electrical Power Distribution Systems Planning Using Multiobjective and Fuzzy Mathematical Programming**. Ph.D. dissertation, Queen Mary and Westfield College - University of London, 1992.
- [3] AOKI, K., NARA, K., SATOH, T., et al., “New Approximate Optimization Method for Distribution Systems Planning”, **IEEE Trans Power Systems**, v. 5, n. 1, pp. 126-132, 1990.
- [4] JONNAVITHULA, S., BILLINTON, R., “Minimum Cost Analysis of Feeder Routing in Distribution System Planning”, **IEEE Trans Power Systems**, v. 5, n. 1, pp. 1935-1940, 1996.
- [5] ROSADO, R. I. J., AGUSTIN, B. J. L., “Genetic Algorithm Applied to the Design of Large Power Distribution Systems”, **IEEE Trans Power Systems**, v. 13, n. 2, pp. 696-703, 1997.
- [6] KAGAN, N., **Configuração de Redes de Distribuição Através de Algoritmos Genéticos e Tomada de Decisão Fuzzy**. Tese Livre Docência, Escola Politécnica - Universidade de São Paulo, 1999.
- [7] MIRANDA, V., MATOS, M.A.C.C., “Distribution System Planning whit Fuzzy Models and Techniques”. In **Proceedings of the CIRED**, v. 6, pp. 472-476, Brighton, 1989.
- [8] KAGAN, N., ADAMS, R.N., “Electrical Power Distribution Systems Planning Using Fuzzy Mathematical Programming”, **Electric Power and Energy Systems**, 1994.

- [9] CARVALHO, P.M.S., FERREIRA, L.A.M.S., “Robust Expansion Planning of Distribution Network with Independent Generators”. In: **Proceedings of the Transmission and Distribution Conference and Exposition**, v. 1, pp. 498-503, Atlanta, 2001.
- [10] CALDERARO, V., GALDI, V., PICOLO, A., “Distribution Planning by Genetic Algorithm with Renewable Energy Units”. In: **Proceedings of the Bulk Power Systems Dynamics and Control**, v. 1, pp. 375-380, Italy, 2004.
- [11] ROSADO, R.I.J., NAVARRO, J.A.D., LOYO, J.M.Y., “A New Model for Optimal Electricity Distribution Planning Based on Fuzzy Set Techniques”, **IEEE Winter Meeting**, pp. 1148-1154, 1999.
- [12] ROSADO, R.I.J., NAVARRO, J.A.D., “Possibilistic Model Based on Fuzzy Sets for the Multiobjective Optimal Planning of Electric Power Distribution Networks”, **IEEE Trans Power Systems**, v. 19, n. 4, pp. 1801-1810, 2004.
- [13] CELLI, G., PILO, F., “Optimal Distributed Generation Allocation in MV Distribution Networks”. In: **Proceedings of the IEEE Power Engineering Society International Conference**, pp. 81-86, Sydney, 2001.
- [14] CELLI, G., GHIANI, E., MOCCI, S., et al., “A Multiobjective Evolutionary Algorithm for the Sizing and Siting of Distributed Generation”, **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, n. 2, pp. 750-757, 2005.
- [15] KIM, K.H., LEE, Y.J., RHEE, S.B., et al., “Dispersed Generator Placement Using Fuzzy-GA in Distribution Systems”, **Power Engineering Society Summer Meeting**, v. 13, pp. 1148-1153, 2002.
- [16] CARPINELLI, G., CELLI, G., PILO, F., et al., “Distributed Generation Siting and Sizing under Uncertainty”, **IEEE Transactions On Power Systems**, v. 20, n. 2, pp. 750-757, 2001.

- [17] SILVA, J.C.B., **Otimização de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Geração Distribuída**. Tese de D.SC. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002.
- [18] LE, T.D.A., KASHEM, A.M., NEGNEVITSKY, M., et al., “Distributed Generation Diversity for Optimal Investment Planning”. **Australasian Universities Power Engineering Conference**, n. 4976, Melbourne, 2006.
- [19] QUEZADA, M.H.V., ABBAD, R.J., ROMÁN, S.G.T., “Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation”, **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 2, pp. 533-540, 2006.
- [20] CELLI, G., PILO, F., “MV Network planning under Uncertainties on Distributed Generation Penetration”, **IEEE Power Engineering Society Summer Meeting**, v. 1, n. 2, pp. 485-490, 2001.
- [21] KEANE, A., MALLEY, O.N., “Optimal Allocation Embedded Generation on Distribution Networks”, **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, n. 3, pp. 1640 – 1646, 2005.
- [22] SOARES, L., A., E., **Uma Abordagem Multi-Critério do Planejamento ótimo de Sistemas de Distribuição de Energia**. Dissertação de M.SC., Universidade Federal de Minas Gerais, Minas Gerais, 2001.
- [23] EL HAGE, F.S., **Desenvolvimento e Aplicação de um Algoritmo Evolutivo para a Otimização de Unidades de Geração Distribuída em Redes de Distribuição de Energia Elétrica**. Dissertação de M.SC., Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.
- [24] CARRANO, E.G., GUIMARÃES, F.G., TAKAHASHI, R.H.C., et al., “Electric Distribution Network Expansion Under Load-Evolution Uncertainty Using an Immune System Inspired Algorithm”, **IEEE Trans Power Systems**, v. 22, n. 2, pp. 851-861, 2007.

- [25] PAIVA, C.P., KHODR, H.M., NAVARRO, D. A. J., et al., “Integral Planning of Primary-Secondary Distribution Systems Using Mixed Integer Linear Programming”, **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, n. 2, pp. 1134-1143, 2005.
- [26] NARA, K., SATOH, T., AOKI, K., et al., “Multi-year Expansion Planning for Distribution Systems”, **IEEE Trans Power Systems**, v. 6, n. 3, pp. 202-214, 1991.
- [27] KUWABARA, H., NARA, K., “Multi-Year and Multi-State Distribution Systems Expansion Planning by Multi-State Branch Exchange”, **IEEE Trans Power Systems**, v. 12, n. 1, pp. 457-463, 1997.
- [28] PEPONIS, G.J., PAPADOPOULOS, M.P., “New Dynamic, Branch Exchange Method for Optimal Distribution System Planning”, **Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings**, v. 144, n. 6, pp. 333-339, 1997.
- [29] QUINTANA, V.H., TEMRAZ, H.K., HIPEL, K.W., “Two-State Power System Distribution planning Algorithm”, **Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings**, v. 104, n. 1, pp. 17-29, 1993.
- [30] ROSADO, R.I.J., GONEN, T., “Pseudodynamic Planning for Expansion of Power Distribution Systems”, **IEEE Trans Power Systems**, v. 6, n. 1, pp. 245-253, 1991.
- [31] TANG, Y., “Power Distribution System Planning with Reliability Modeling and Optimization”, **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 11, n. 1, pp. 181-189, 1996.
- [32] MIRANDA, V., RANITO, J.V., PROENÇA, L.M., “Genetic Algorithm in Optimal Multistage Distribution Network Planning”, **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 9, n. 4, pp. 1927-1933, 1994.
- [33] LEÃO, M.T.P., MATOS, M.A., “Fuzzy Models for Producers from Natural Resources”. In: **Proceedings of the IEEE International Conference on Fuzzy Systems**, v. 2, pp. 1044-1047, Anchorage, 1998.

- [34] LEÃO, M.T.P., MATOS, M.A., “Distribution planning with Loads and Independent Generation”. In: **Proceedings on the CIRED**, v. 6, n. 438, pp. 6.12.1-6.12.5, Birmingham, 1997.
- [35] SKOK, M., KRAJCAR, S., SKRLEC, D., “Long Term Multi-Stage Planning of Open Loop Distribution Networks under Uncertainty”. **PSCC**, Liege, 2005.
- [36] MIRANDA, V., PROENÇA, L.M., “A General Methodology for Distribution Planning under Uncertainty, Including Genetic Algorithms and Fuzzy Models in a Multi-Criteria Environment”, **Power Tech International Symposium on Electric Power Engineering**, pp. 832 – 837, 1995.
- [37] HAFFNER, S., PEREIRA, A.L., PEREIRA, F.L., et AL., “Modelo Multi-Estágio de Otimização para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição”. **Revista Controle e Automação**, pp. 478 – 492, 2006.
- [38] BARRETO, L., **Modelo de Otimização para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição Considerando Geração Distribuída**. Dissertação de M.SC., Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2007.
- [39] HAFFNER, S., GARCIA, A., MONTICELLI, A., et al., “Planejamento Dinâmico da Expansão de Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica Considerando Múltiplos Estágios. In: **Proceedings of the XV SNPTEE**, v. GPL, pp. 1 – 6, Foz do Iguaçu, 1999.
- [40] BILLINTON, R., ALLAN, R.N., **Reliability Evaluation of Power Systems**. 2 ed. New York, Plenum Press, 1996.
- [41] COPPETEC, **Localização Ótima de Dispositivos de Proteção Visando a Melhoria de Índices de Continuidade da Distribuição de Energia elétrica**, 2002.
- [42] LEITE, P.A., **Modelagem de Fazendas Eólicas para Estudos de Confiabilidade**. Dissertação de M.SC., PEE – COPPE / UFRJ, Rio de Janeiro, 2005.

- [43] LEITE, A.P., BORGES, C.L.T., FALCÃO, D.M., “Probabilistic Wind Farms Generation Model for Reliability Studies Applied to Brazilian Sites”, **IEEE Transactions on Power Systems - IEE Power Engineering Society**, v. 21, n. 4, pp. 1493 – 501, 2006.
- [44] CARVALHO, A.J., MELLO, R.C., JÚNIOR, B.A.R., et al., ”Utilização do Inversor de Frequência em Sistemas de Irrigação para Controle de Vazão”. **Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental**, v. 4, pp. 51 – 56, 2000.
- [45] ANEEL, **Resolução 247 - Determinação das Condições Gerais de Prestação de Serviços da Transmissão e Contratação do Acesso**, 1999.
- [46] EPE, **Estudos das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – Análise da Evolução das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão**, 2007.
- [47] ANEEL, **Resolução 505 - Disposições Relativas às Conformidades dos Níveis de Tensão de Energia Elétrica em Regime Permanente**, 2001.
- [48] MARTINS, V. F., **Algoritmo Heurístico Dedicado ao Problema da Reconfiguração de Redes de Distribuição**. Dissertação de M.SC., Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2003.
- [49] GOLDBERG, D.E., **Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning**. 2 ed. Massachusetts – USA, Addison-Wesley Publishing Company, 1989.
- [50] MICHALEWICZ, Z., **Genetic Algorithms + Data Structures = Evolution Programs**. 3 ed. Springer, New York, 1996.
- [51] VELDHUIZEN, D.A.V., LAMONT, G.B., “Multiobjective Evolutionary Algorithms Analyzing the State-of-the-art”, **Massachusetts Institute of Tecnology**, v. 8, n. 2, pp. 125 – 147, 2000.

[52] SCHAFFER, J.D., **Multiple Objective Optimization with Vector Evaluated Genetic Algorithms**. Ph.D. dissertation, Vanderbilt University, Nashville, 1984.

[53] GREFENSTETTE, J.J., “GENESIS: A System for Using Genetic Search Procedures”. **In: Proceedings of the Conference on Intelligent Systems and Machines**, pp. 161 – 165, 1984.

[54] FONSECA, C.M., FLEMING, P.J., “Genetic Algorithms for Multiobjective Optimization: Formulation, Discussion and Generalization”. **In: Proceedings of the Fifth International Conference on Genetic Algorithms**, pp. 416 - 423, 1993.

[55] SRINIVAS, N., DEB, K., “Multiobjective Optimization using Nondominated Sorting in Genetic Algorithms”, **Evolutionary Computation**, v. 2, n. 3, pp. 221 - 248, 1994.

[56] ZITZLER, E., THIELE, L., “An Evolutionary Algorithm for Multiobjective Optimization: The Strength Pareto Approach”, **Computer Engineering and Communication Networks, Lab (TTK). Swiss Federal Institute of Technology (ETH)**, n. 43, Zurich, 1998.

[57] TANOMARU, J., “Motivação, Fundamentos e Aplicações de Algoritmos Genéticos”, **II Congresso Brasileiro de Redes Neurais**, Curitiba, 1995.

[58] RENDÓN, R.A.G., **Planejamento a Longo Prazo de Sistemas de Transmissão Usando Técnicas de Otimização Combinatorial**. Tese de D.SC., Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1997.

[59] BARAN, M., WU, F., “Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing”, **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 4, n. 2, pp. 1401-1407, 1989.

[60] CIVANLAR, S., GRAINGER, J.J., YIN, H., et al., “Distribution Reconfiguration for Loss Reduction”, **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 3, n. 3, pp. 1217 - 1223, 1988.

APÊNDICE A

ARTIGOS PUBLICADOS

A.1 ARTIGO APRESENTADO NO CIRED 2007

DISTRIBUTION SYSTEMS EXPANSION PLANNING CONSIDERING THE EXPLOITATION OF DISTRIBUTED GENERATION BY A MULTI-OBJECTIVE GENETIC ALGORITHM

Vinicius F. MARTINS

Federal University of Rio de Janeiro – Brazil

vmartins@yahoo.com.br

Carmen L. Tancredo BORGES

carmen@dee.ufrj.br

Abstract

This paper presents an algorithm dedicated to the static expansion planning of distribution systems using Genetic Algorithms (GA), where conventional expansion alternatives are considered together with the exploitation of Distributed Generation (DG). The problem is formulated as a multi-objective optimization problem, where the objective function to be minimized is composed by the annualized costs relative to the energy losses, the expected customer interruption cost (ECOST) and the investments in the system, together with the voltage drop in the network. The expansion alternatives considered are the installation of DG units based on different energy sources, the capacity enlargement of cables, the network reconfiguration and the installation of new switching devices. In the GA evolutionary process, for each feasible (radial) configuration, a non-linear power flow problem is solved and the ECOST is calculated. The fitness value of each individual is obtained by a weighted sum of its objectives function values and a penalization strategy is applied if any of the *constraints* are violated. A system composed of 33 nodes was used to validate the algorithm and demonstrate its applicability to large systems.

Introduction

The problem of distribution systems expansion planning consists of determining the appropriate type, local and capacity of the reinforcement to be installed in the network, taking into consideration the demand to be attended according to

geographical, political and economical characteristics. Among the reinforcements to be considered, it can be cited the capacity enlargement of existing lines and substations or the installation of new ones, the reinstallation of new switching devices or the reconfiguration of the network, etc. In general, the expansion planning solution is driven by two fundamental aspects: to attend the technical operation constraints, such as equipments limits, maximum voltage drop, radial network topology, reliability level, etc, and to minimize the economical requirements, such as system investments, operational costs, losses and lack of reliability duties.

In an open electricity market scenario, the connection of Distributed Generation (DG) units must be included within the expansion alternatives in order to attend the demand growth [1]. The expansion planning problem is modeled as a combinatorial constrained optimization problem, non-linear with mixed real and integer variables, and therefore heuristic methods can be successfully applied [2].

The problem of distribution systems expansion planning has been the object of many researchers' study during the last three decades. More recently, several papers have dealt with the consideration of multiples objectives and uncertainties through extensions of conventional optimization techniques, such as probabilistic mathematical programming and fuzzy logic [3]. Another research approach explores the use of evolutionary programming, such as Genetic Algorithms (GA), for large scale systems that require the consideration of many aspects of the problem, specially when involving mixed integer and continuous variables [4,5].

This paper presents an algorithm dedicated to the static expansion planning of distribution systems using Genetic Algorithms, where conventional expansion alternatives are considered together with the exploitation of Distributed Generation. The problem is formulated as a multi-objective optimization problem, where the objective function to be minimized is composed by the annualized costs relative to the energy losses, the expected customer interruption cost (ECOST) and the investments in the system, together with the voltage drop in the network. The expansion alternatives considered are the installation of DG units based on different energy sources, the capacity enlargement (reinforcement) of cables, the network reconfiguration and the installation of new switching devices. In the GA evolutionary process, all individuals' fitness is analyzed and for each feasible (radial) configuration, a non-linear power flow problem is solved and reliability aspects are taken into consideration by the calculation of the cost of the expected energy not supplied. The fitness value of each individual is obtained by a weighted sum of its objectives function values and a penalization strategy is applied if any of the constraints are violated. This penalization process varies with the stages of the evolutionary process in order to improve the solution.

A system composed of 33 nodes [6] was used to validate the developed algorithm. The algorithm supplied a radial configuration that minimizes the objective function specified and satisfies all the operational constraints.

Problem formulation

The static expansion planning of distribution system can be formulated as a mixed non linear programming problem, containing continuous variables, such as voltages, angles, generated active and reactive power, and discrete variables, such as switch status (open or closed), the power capacity of DG units to be installed in the system, cables reinforcement indicators, etc. In this paper, the problem is formulated as:

$$\text{Min } t_1 C_{\text{loss}} + t_2 \text{ECOST} + t_3 \text{MVD} + t_4 C_{\text{invest}} \quad (1)$$

subject to:

$$P_{g_i} - PL_i - \sum_{j \in \Omega_i} p_{ij} = 0 \quad (2)$$

$$Q_{g_i} - QL_i - \sum_{j \in \Omega_i} q_{ij} = 0 \quad (3)$$

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad (4)$$

$$P_{g_i}^{\min} \leq P_{g_i} \leq P_{g_i}^{\max} \quad (5)$$

$$Q_{g_i}^{\min} \leq Q_{g_i} \leq Q_{g_i}^{\max} \quad (6)$$

$$-p_{ij}^{\max} \leq p_{ij} \leq p_{ij}^{\max} \quad (7)$$

$$\text{Radial network topology} \quad (8)$$

where:

t_1, t_2, t_3, t_4	normalization parameters;
C_{loss}	energy losses annualized cost;
ECOST	expected customer interruption cost;
MVD	maximum network voltage drop;
C_{invest}	system investment annualized cost;
P_{g_i}, Q_{g_i}	active and reactive power generated at node i , respectively;
PL_i, QL_i	active and reactive load at node i , respectively;
p_{ij}, q_{ij}	active and reactive power flow at line i - j , respectively;
Ω_i	group of lines connected to node i ;
V_i, V_j	voltage module at nodes i and j , respectively;
V_i^{\min}, V_i^{\max}	minimum and maximum voltage module at node i , respectively;
p_{ij}^{\max}	maximum active power flow at line i - j ;
$P_{g_i}^{\min}, P_{g_i}^{\max}$	minimum and maximum active power generation at node i , respectively;
$Q_{g_i}^{\min}, Q_{g_i}^{\max}$	minimum and maximum reactive power generation at node i , respectively.

Proposed methodology

The methodology developed in this work is based on the theory of Genetic Algorithms, where conventional alternatives of expansion are considered together with the exploitation of Distributed Generation. GA work with individuals codified in a chromosome structure over which genetic operators are applied. Each gene represents a variable in the individual's formation. The code is necessary for the application of the

genetic operators. In this work the binary code is used. The structure of the chromosome adopted in this work is shown in Figure 1.

(1) - Network Reconfiguration	(2) - Distributed Generation	(3) - Cable Reinforcement
-------------------------------	------------------------------	---------------------------

Figure 1: Chromosome Structure

The first part of the chromosome refers to the possibility of network reconfiguration through the modification of the status of some switches already installed or through the installation of new switching devices. Whenever a normally-opened switch is closed, a normally-closed switch belonging to the same mesh must be opened in order to keep the radial topology of the network. This is accomplished by a reconfiguration algorithm included in the methodology.

In order to maintain the size of the chromosome reduced, only the switch that should be opened is represented for each mesh of the system, since the others will remain closed. This analysis is valid for switches already available in the system and for new switching devices candidate for installation. The network reconfiguration cost related to already installed switches is only due to the cost of the operation, while for new switches it is combined the acquisition investment and the operation cost.

The second part of the chromosome refers to the possibility of installation of DG units. In this case, 3 bits are used for the representation of each new DG, allowing a total of 8 possible values of installed capacity, including the possibility of not installing. In this work, thermal and wind energy generators were considered by appropriate models.

The third part of the chromosome refers to the possibility of reinforcement of the cables. In this case, 1 bit was used for the representation of each line candidate for reinforcement, indicating if it has to be reinforced or not.

For each expansion alternative corresponding to a chromosome with no operational constraint violation, a non linear power flow is solved by the Newton-Raphson method in order to calculate the losses, voltages, power flows, etc. The ECOST is also calculated for each expansion alternative (chromosome), considering the failure rate and average outage time of the network components [7], the protection and switching equipments present in the distribution network, such as reclosers, fuses, etc, and specific customer damage functions (CDF) for each customer class [8]. The uncertainties regarding the wind generators power availability is considered

through the representation of the wind generation probability distribution function developed in [9]. A penalization strategy is applied if any of the constraints are violated. This penalization process varies with the stages of the evolutionary process, allowing that in the initial generations, even unfeasible solutions have the possibility to transmit their genetic characteristics for the following generations, while in the final generations only feasible solutions are found. After exhaustive tests of the genetic operators, the Roulette method was adopted for the Selection, the Two Points technique for the Crossover, Mutation by changing of 1 bit and the Elitism was implemented. With the objective of increasing the efficiency of the algorithm and to avoid the stagnation in local minima, it was adopted a variable and growing tax of mutation along the evolutionary process, varying as a function of the number of analyzed generations.

The fitness value of each individual is obtained by a weighted sum of its objectives function values, according to equation (1). The normalization parameters are calculated in the first generation and are kept constant in the rest of the evolutionary process. These parameters are introduced with the intention of maintaining all the terms of the objective function with the same order of magnitude and close to the unitary value. The choice of these parameters is complex and influences directly in the quality of the solution found by the algorithm. After exhaustive tests, it was decided to consider the normalization parameters as being the maximum value of each objective among all the chromosomes of the first generation.

Figure 2 shows the flowchart of the methodology developed in this paper.

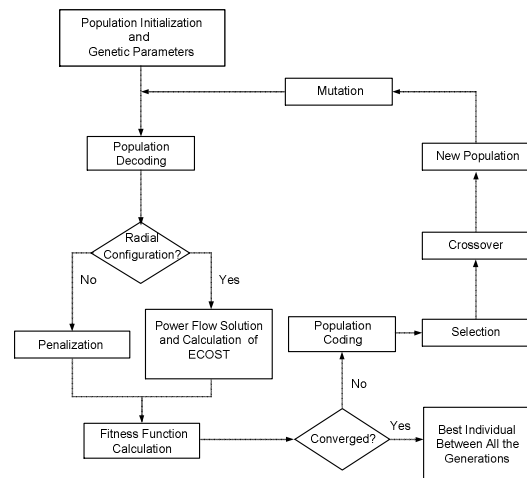


Figure 2: Flowchart of the Proposed Methodology

Results

A system composed of 33 nodes [6] was used to validate the developed algorithm. Figure 3 shows its initial configuration, where dashed lines represent normally-opened switches or candidate locals for new switching device installation. The total load is 3,715 MW and 2,3 MVar. The unitary costs adopted in this paper are shown in Table 1, which are based on actual data.

Table 1: Losses, Operation and Investment Unitary Costs

	Annualized Costs
Losses	0.125 R\$ / kW
Switch Operation	13.40 R\$
Switch Acquisition	334.70 R\$
Distributed Generation	215.50 R\$ / kW
Cable Reinforcement	1004.10 R\$ / km

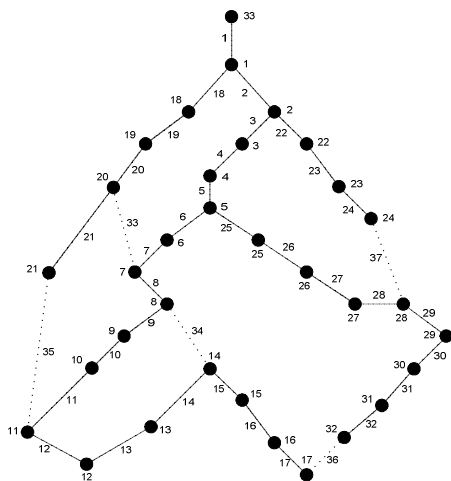


Figure 3: Initial Configuration

The annualized costs regarding losses, ECOST and their sum are shown in Table 2 for the initial configuration. The maxim voltage drop is 0.087 p.u.

Table 2: Annualized Costs – Initial Configuration

Losses Cost	ECOST	Total Cost
R\$ 221,734	R\$ 1,146,381	R\$ 1,368,115

The following expansion alternatives were simultaneously considered for this system:

- 1) Reconfiguration of the network through the operation of the normally-opened switches in lines 34, 35 and 36;
- 2) Installation of new normally-opened switches

in lines 33 and 37 and further reconfiguration of the network;

3) Cable reinforcement of lines 5, 6, 7, 16, 17, 20, 21, 22, 23, 24, 28, 29, 30, 31 and 32;

4) Installation of Distributed Generation in nodes 6, 7, 17, 21, 23, 24, 29, 31 and 32. The DG capacity possibilities are 120, 240, 360, 480, 600, 720 and 840 kW.

The optimal solution obtained by the methodology indicates the reinforcements and network reconfiguration presented in Table 3 and the installation of DG shown in Table 4.

Table 3: Reinforcements and network reconfiguration

	Line
New Switch Installed	37
Opened Switches	11, 14, 15 e 28
Lines Reinforced	5, 6, 7, 20, 21, 22, 23, 24, 29, 31 e 32

It can be observed that there is no need to install a switch in line 33 and that the new switch installed in line 37 should stay closed, provoking the opening of the switch in line 28.

Table 4: Distributed Generation Installed

Node	Capacity (kW)
17	480
21	120
24	840
29	120
32	480
Total	2,040

The total DG capacity installed correspond to a very low penetration degree (about 0,06%), which can be more easily handled by the network operation utility.

The annualized costs regarding losses, ECOST, investment and the total are shown in Table 5 for the optimal solution. The cost reduction with respect to the initial configuration is shown in Brazilian monetary unit and in percentage. The maxim voltage drop is 0.021 p.u., which represents a reduction of about 76%.

Table 5: Annualized Costs – Optimal Expansion Solution

	Cost	Reduction (R\$)	Reduction (%)
Losses	R\$ 58,918	162,816	73.43
ECOST	R\$ 490,140	656,241	57.24
Investment	R\$ 461,207	---	---
Total	R\$ 1,010,266	357,849	26.16

It can be observed that a significant total reduction of about 26% was achieved by the investments in the network indicated by the methodology. Figure 4 shows the final optimal expansion solution.

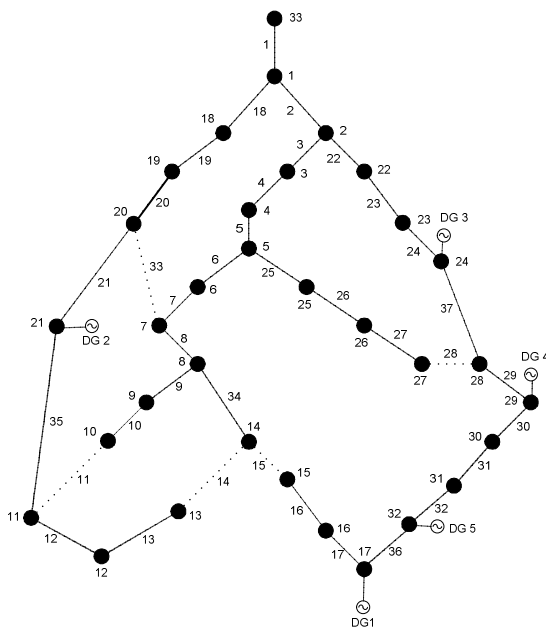


Figure 4: Optimal Expansion Configuration

Conclusions

This paper presented a new methodology dedicated to the problem of static expansion planning of distribution systems using Genetic Algorithms. Conventional alternatives of expansion were considered together with the installation of Distributed Generation, with the purpose of obtaining a radial configuration that minimizes the overall cost relative to losses, reliable energy supply and investments in the system. The results presented by the algorithm for a small system are of great quality and suggest its

applicability to actual large scale distribution networks.

References

- [1] Celli, G., Ghiani, E., Mocci, S., Pilo, F., 2005, “A Multiobjective Evolutionary Algorithm for the Sizing and Siting of Distributed Generation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 20, n. 2, pp. 750-757.
- [2] Miranda, V., Ranito, J.V., Proença, L.M., 1994, “Genetic Algorithm in Optimal Multistage Distribution Network Planning”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 9, n. 4, pp. 1927-1933.
- [3] Kagan, N., 1992, *Electrical Power Distribution Systems Planning Using Multiobjective and Fuzzy Mathematical Programming*, (Ph.D), Queen Mary & Westfield College, University of London.
- [4] Rosado, R.I.J., Agustin, B.J.L., 1997, “Genetic Algorithm Applied to the Design of Large Power Distribution Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 13, n. 2, pp. 696-703.
- [5] Calderaro, V., Galdi, V., Picolo, A., 2004, “Distribution Planning by Genetic Algorithm with Renewable Energy Units”, *Bulk Power Systems Dynamics and Control*, Italy, pp. 375-380.
- [6] Baran, M., Wu, F., 1989, “Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 4, n. 2, pp. 1401-1407.
- [7] Billinton, R., Allan, R.N., 1996, *Reliability Evaluation of Power Systems*, Plenum Press, New York, Second Edition.
- [8] Borges, C.L.T., Falcão, D.M., 2006, “Optimal Distributed Generation Allocation for Reliability, Losses, and Voltage Improvement”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 28, n. 6, pp. 413-420.
- [9] Leite, A.P., Borges, C.L.T., Falcão, D.M., 2006, “Probabilistic Wind Farms Generation Model for Reliability Studies applied to Brazilian Sites”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 21, n. 4, pp. 1493-1501.

A.2 ARTIGO APRESENTADO NO CBA 2008

PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO MÚLTIPLAS ALTERNATIVAS E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA BASEADO EM ALGORITMOS GENÉTICOS MULTI-OBJETIVOS

¹VINICIUS F. MARTINS, ²CARMEN L. T. BORGES

COPPE/UFRJ

C.P. 68504 – 21941-972, Rio de Janeiro, RJ

vfmartins@yahoo.com.br, carmen@nacad.ufrj.br

Abstract— This paper brings an algorithm dedicated to the static expansion planning of the distribution electric systems using Genetic Algorithms (GA), where conventional expansion alternatives are considered together with the exploitation of Distributed Generation (DG). The problem is formulated as a multi-objective optimization problem, where the objective function to be minimized is composed by the annualized costs relative to the energy losses, the expected value of the energy non-distributed (CEND), the costs of use the transmission network and investments in the system and voltage drop in the network. For each expansion alternatives considered is executed non-linear power flow to find the flow of the lines, the losses of power and voltage of the nodes. The fitness value of the each individual is obtained by a weighted sum of its objectives function values and if any of the constraints are violated is applied a penalization. A system composed of the 33 nodes was used to validated the algorithm and demonstrate its applicability to large systems.

Keywords— Planning, distribution systems, distributed generation, multi-objective genetic algorithms.

Resumo— Este artigo apresenta um algoritmo dedicado ao problema do planejamento estático da expansão de sistemas de distribuição utilizando Algoritmos Genéticos, onde alternativas convencionais de expansão, tais como, alteração de topologia da rede, recondutoramento de linhas, etc, são consideradas juntamente com a Geração Distribuída. O objetivo consiste em obter uma configuração radial que minimize uma função objetivo constituída pelos custos anualizados relativos às perdas de energia, valor esperado de energia não distribuída (CEND), encargos devido à utilização da rede de transmissão e investimentos no sistema, e máxima queda de tensão na rede. Para cada configuração factível, é executado um fluxo de potência não linear para se determinar os fluxos de potência nas linhas, perdas de potência, módulos das tensões nas barras, etc. O valor de aptidão de cada indivíduo é obtido através de uma soma normalizada de seus objetivos. As configurações que não atendem à restrição de radialidade ou qualquer outra são penalizadas Os resultados obtidos com o sistema teste de 33 barras é usado para verificar a eficácia da metodologia proposta.

Palavras-chave— Planejamento, sistemas distribuição, geração distribuída, algoritmos genéticos multi-objetivos.

1 Introdução

O problema de planejamento estático da expansão de sistemas de distribuição consiste basicamente na determinação do local e da capacidade do reforço a ser instalado, tendo como contrapartida a demanda a ser atendida, bem como dados geográficos, políticos e econômicos da região. Sendo assim, busca-se saber onde e com qual capacidade serão instalados novos reforços, tais como: construção de novas linhas, recondutoramento de trechos existentes, manobra de chaves existentes, instalação de novas chaves de manobra, instalação de unidades ou a compra de energia proveniente da GD. Além disso, o planejamento está sujeito a dois parâmetros fundamentais, ou seja, o atendimento às restrições técnicas (limites de equipamentos, máxima queda de

tensão admissível, radialidade, etc) e otimização de objetivos econômicos, tais como, minimização de custos de investimentos e de operação, minimização dos custos relacionados a perdas, confiabilidade, etc.

O problema do planejamento da expansão de sistemas de distribuição vem sendo objeto de estudo de muitos pesquisadores, durante as três últimas décadas. As pesquisas nesta área têm tentado vencer duas barreiras, conforme descrito a seguir.

A primeira linha de pesquisa concentra-se na tentativa da modelagem de todos os aspectos do problema. A partir da década de 70, os modelos nitidamente acompanharam os desenvolvimentos das áreas de pesquisa operacional e programação matemática, o que permitiu uma gradual implementação de novas características do problema. Tais características dizem respeito a aspectos como:

- Otimização conjunta de subestações e alimentadores, que nos primeiros modelos eram tratados de forma independente. É clara a inter-relação muito forte destes dois subproblemas, que levaram ao seu tratamento de forma conjunta. Nestes problemas, deseja-se saber onde e com qual capacidade (“quanto”) serão instalados os novos reforços em subestações: novas ou ampliações de existentes; e os novos reforços na rede elétrica: novos alimentadores, trechos de rede e chaves de manobra e recondutoramento de trechos existentes. Recentemente, a utilização de Geração Distribuída vem sendo estudada como mais uma alternativa de expansão da capacidade de suprimento do sistema elétrico.

- Consideração de restrições relativas a critérios técnicos. Os modelos iniciais representavam basicamente a Primeira Lei de Kirchhoff, ou seja, atendimento da condição de balanço de demanda, sendo possível a incorporação da restrição de limites máximos de carregamento dos componentes da rede. Posteriormente, foram incorporadas restrições que permitiam a representação da Segunda Lei de Kirchhoff e a conseqüente limitação imposta sobre os níveis de tensão no sistema.

Mais recentemente, vários trabalhos trataram da consideração de múltiplos objetivos e incertezas nos modelos, através de extensões das técnicas de otimização convencionais, tais como, programação matemática fuzzy (Kagan, N. 1992) e programação matemática probabilística (Kagan, N. e Adams, R. N. A. 1993) No entanto, apesar da evolução dos algoritmos tradicionais de otimização, estes não conseguiram acompanhar as dificuldades inerentes às características de explosão combinatória do problema de planejamento de redes de distribuição, face ao elevado número de variáveis envolvidas no processo. Assim sendo, uma segunda linha de pesquisa está sendo desenvolvida com o intuito de viabilizar a modelagem do problema de planejamento para sistemas de dimensão real. Neste sentido, os Algoritmos Evolutivos e em particular os Algoritmos Genéticos (AGs) vêm tendo grande aplicação em diversos problemas da engenharia, principalmente a partir da década de 80. Na área de sistemas elétricos de potência, muitas aplicações vêm sendo desenvolvidas com sucesso, principalmente nestes últimos anos. Para o problema de planejamento de sistemas de distribuição, alguns modelos foram propostos e mostraram grandes vantagens na utilização dos AGs, possibilitando a consideração de muitos aspectos do problema (Miranda, V., Ranito, J.V. e Proença, L. M. 1994), (Celli, G., Ghiani, E., Mocchi, S. e Pilo, F. 2005), (Rosado, R. I. J. e Agustín, B. J. L. 1997) e (Calderaro, V., Galdi, V. e Picolo, A. 2004).

Este trabalho apresenta uma metodologia

dedicada ao problema do planejamento estático da expansão de sistemas de distribuição utilizando Algoritmos Genéticos, onde alternativas convencionais de expansão, tais como, recondutoramento de cabos, reconfiguração da rede através da mudança do estado de chaves pertencentes ao sistema de distribuição e instalação de novas chaves de manobra, são consideradas juntamente com a inclusão da Geração Distribuída. O algoritmo fornece como solução uma configuração radial que minimize a função objetivo adotada e que atenda a todas as restrições operacionais.

2 Formulação do Problema

O problema do planejamento estático da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica pode ser formulado como um problema de programação não-linear mista, contendo variáveis contínuas, como tensões, ângulos, potências geradas (ativa e reativa) e variáveis discretas, tais como, o estado das chaves (abertas ou fechadas, respectivamente, 0 ou 1) e as potências das unidades de GDs a serem instaladas no sistema. Desta forma o problema pode ser formulado como:

$$\text{Min } fob \quad (1)$$

sa:

$$Pg_i - PL_i - \sum_{j \in \Omega_i} p_{ij} = 0 \quad (2)$$

$$Qg_i - QL_i - \sum_{j \in \Omega_i} q_{ij} = 0 \quad (3)$$

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad (4)$$

$$Pg_i^{\min} \leq Pg_i \leq Pg_i^{\max} \quad (5)$$

$$Qg_i^{\min} \leq Qg_i \leq Qg_i^{\max} \quad (6)$$

$$-p_{ij}^{\max} \leq p_{ij} \leq p_{ij}^{\max} \quad (7)$$

$$\text{Radialidade} \quad (8)$$

onde:

fob	função objetivo a ser otimizada;
Pg_i, Qg_i	potência ativa e reativa geradas na barra i, respectivamente;
PL_i, QL_i	carga ativa e reativa na barra i, respectivamente;
p_{ij}, q_{ij}	fluxo de potência ativa e reativa na linha i-j, respectivamente;
Ω_i	conjunto de linhas conectadas à barra i;
V_i, V_j	magnitudes de tensão nas barras i e j, respectivamente;
V_i^{\min}, V_i^{\max}	valores mínimo e máximo, respectivamente para a magnitude de tensão da barra i;

p_{ij}^{\max}	limite de fluxo de potência ativa na linha i-j;
$P_{g_i}^{\min}, P_{g_i}^{\max}$	valores mínimo e máximo respectivamente, para a potência ativa gerada na barra i;
$Q_{g_i}^{\min}, Q_{g_i}^{\max}$	valores mínimo e máximo respectivamente, para a potência reativa gerada na barra i.

A equação (9) apresenta a função objetivo adotada neste trabalho:

$$fob = \frac{C_{perdas}}{P_1} + \frac{CEND}{P_2} + \frac{MQT}{P_3} + \frac{C_{invest}}{P_4} + \frac{C_{trans}}{P_5} \quad (9)$$

onde:

P_1, P_2, P_3, P_4 e P_5	parâmetros de normalização;
C_{perdas}	custos anualizados referentes às perdas de energia;
CEND	custos anualizados relativos ao valor esperado da energia não distribuída;
MQT	máxima queda de tensão na rede;
C_{invest}	custos anualizados referentes aos investimentos no sistema;
C_{trans}	custos anualizados relativos aos encargos devido ao uso da rede de transmissão.

3 Metodologia Proposta

O algoritmo proposto neste trabalho é baseado na teoria de Algoritmos Genéticos (Goldberg, D. E. 1989). Os AGs trabalham com os indivíduos codificados em uma estrutura cromossômica ou cadeia de caracteres, sobre os quais são aplicados operadores genéticos. Cada gene representa uma variável na formação do indivíduo. A codificação é necessária para a aplicação dos operadores genéticos. Atualmente, existem diversos tipos de codificação e a escolha da mesma, vai depender do tipo de problema a ser analisado. Neste trabalho foi utilizada a codificação binária. A estrutura do cromossomo adotada neste trabalho é mostrada na Figura 1.

(i) Alterações na Topologia	(ii) Geração Distribuída	(iii) Recondutoramento
--------------------------------	-----------------------------	---------------------------

Figura 1. Estrutura do cromossomo.

A primeira parte do cromossomo refere-se à possibilidade de alteração da topologia da rede através da mudança do estado de algumas chaves já instaladas ou através da inclusão de novas chaves de manobra. O fechamento de uma chave normalmente aberta (NA) provocaria a formação de um laço, fato este que não é permitido em sistemas de distribuição. Consequentemente, uma outra chave pertencente ao mesmo laço deve ser aberta para que a radialidade seja mantida. A Figura 2 apresenta um esquema de um sistema hipotético contendo duas chaves normalmente abertas (1) e (10).

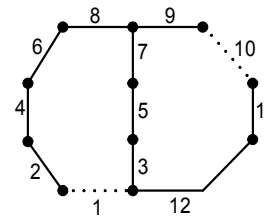


Figura 2. Esquema de um sistema de dois laços.

De acordo com a figura acima, observa-se que o laço referente à chave (1) é constituído pelas chaves (3), (5), (7), (8), (6), (4), (2) e pela própria chave NA (1). O mesmo raciocínio pode ser feito para obtenção das chaves pertencentes ao laço referente à chave (10). Com objetivo de se obter uma redução no tamanho do cromossomo, para cada laço do sistema, apenas a chave que deve ser aberta é representada, visto que as demais chaves deste laço permanecerão fechadas. A análise feita acima acerca da radialidade é válida tanto para as chaves NAs instaladas na rede como para as chaves de manobra candidatas à instalação. A alteração da topologia da rede através da mudança do estado de algumas chaves já instaladas no sistema apresenta apenas o custo referente à manobra de abertura/fechamento das chaves, sendo que a instalação de uma nova chave de manobra apresenta o custo relativo ao investimento na aquisição deste equipamento e o custo referente à manobra de abertura/fechamento, caso esta nova chave permaneça fechada e uma chave pertencente ao mesmo laço seja aberta.

A segunda parte do cromossomo refere-se à possibilidade de instalação de unidades de Geração Distribuída. Neste caso, 3 bits são utilizados para a representação de cada unidade de GD, gerando um total de 8 possíveis valores de potência instalada, incluindo a não instalação da GD. Neste trabalho foram consideradas GDs baseadas em geração térmica (óleo diesel, gás natural, etc) e eólica.

A terceira parte do cromossomo refere-se à possibilidade de alteração da bitola dos cabos. Neste caso, 1 bit foi utilizado para a representação de cada linha candidata ao recondutoramento, indicando se

esta será ou não reconduzida.

A maioria dos trabalhos publicados até o momento, dedicados ao planejamento da expansão de redes de distribuição de energia, se baseia apenas em algumas destas alternativas de expansão. A consideração destas alternativas de forma simultânea se torna uma das grandes contribuições deste trabalho.

Para cada configuração de expansão correspondente a um cromossomo em que não haja violação de alguma restrição operacional, é executado um fluxo de potência não linear com o objetivo de se determinar os fluxos de potência nos alimentadores, perdas, módulos e ângulos das tensões nas barras, importação da transmissão, etc. As configurações que não atendem às restrições impostas, tais como radialidade, grau de penetração da geração em relação à carga ou qualquer outra são penalizadas. Esta penalização varia de acordo com o estágio do processo evolutivo. Este procedimento permite que nas gerações iniciais, mesmo as configurações ineficazes tenham possibilidade de transmitir suas características genéticas para as próximas gerações e que nas gerações finais sejam encontradas apenas soluções factíveis.

O valor de aptidão de cada indivíduo é obtido através de uma soma normalizada de seus objetivos, conforme a equação (9), sendo que os parâmetros de normalização são determinados na primeira geração e mantidos constantes no restante do processo evolutivo. Estes parâmetros são introduzidos com intuito de se manter todos os termos da função objetivo com a mesma ordem de grandeza e próximos do valor unitário. A escolha destes parâmetros é complexa e influencia diretamente na qualidade da solução encontrada pelo algoritmo. Depois de exaustivos testes, optou-se por considerar os parâmetros de normalização como sendo o máximo valor de cada objetivo dentre todos os cromossomos da primeira geração.

Caso a população apresente indivíduos que não atendem à restrição de radialidade, novos operadores de cruzamento e mutação devem ser elaborados com objetivo de garantir que seus descendentes não apresentem formação de nenhum laço. Foi desenvolvida neste trabalho uma rotina para se garantir que as configurações encontradas sejam radiais. Neste caso, operadores convencionais de cruzamento e mutação podem ser utilizados. Após exaustivos testes, optou-se por utilizar os seguintes operadores genéticos: seleção por torneio, cruzamento por 2 pontos de corte, mutação por troca de 1 bit e elitismo, garantindo que o indivíduo mais adaptado esteja presente na geração seguinte.

O processo evolutivo é encerrado quando o número de alelos convergidos se torna igual ou superior a um valor pré-definido ou quando o número de gerações alcance o seu valor máximo.

Um alelo se refere a um conjunto de genes que ocupam a mesma posição em diferentes cromossomos. Considera-se que um alelo esteja convergido quando uma porcentagem pré-definida de indivíduos membros de uma certa população, codificada de forma binária, apresente o mesmo valor para este alelo (Michalewicz, Z. 1996). Com o objetivo de se aumentar a eficiência do algoritmo proposto e evitar a estagnação em mínimos locais, foi adotada neste trabalho uma taxa de mutação variável e crescente ao longo do processo evolutivo, variando em função do número de gerações.

Foi desenvolvida uma rotina para cálculo do valor esperado do custo da energia não distribuída (CEND) considerando as alternativas de reforços analisadas neste trabalho, equipamentos de proteção e manobra presentes nas redes de distribuição, como religadores, fusíveis, etc, e os custos de interrupção específicos para cada classe de consumidor (Billinton, R. e Allan, R. N. 1996). As incertezas referentes às potências fornecidas pelos geradores eólicos foram consideradas através da inclusão da função distribuição de probabilidade de disponibilidade de geração, desenvolvida em (Leite, P. A. 2005), que considera tanto a variação do vento como falhas em turbinas eólicas. A Figura 3 apresenta um fluxograma do algoritmo desenvolvido para o planejamento estático da expansão de sistemas de distribuição de energia.

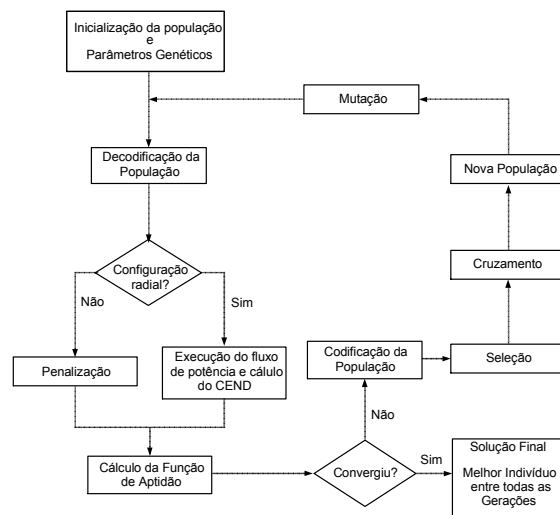


Figura 3. Fluxograma do algoritmo proposto.

4 Resultados

Com o objetivo de verificar a eficiência da metodologia proposta neste trabalho, foram realizados testes no sistema de 33 barras (Baran, M.

e Wu, F. 1989), sendo que a sua configuração inicial é mostrada na Figura 4.

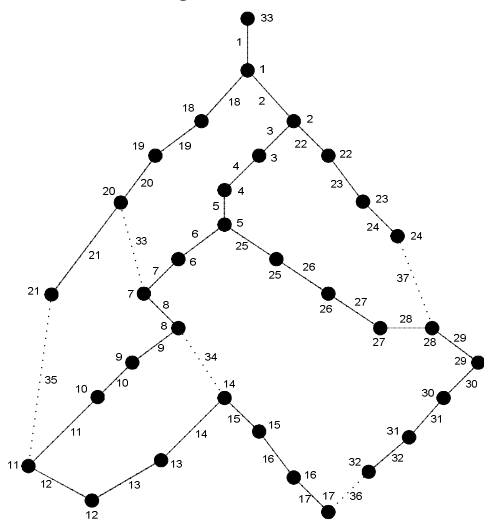


Figura 4. Configuração inicial do sistema 33 barras.

As linhas contínuas indicam a presença de chaves normalmente fechadas (NF) e as linhas pontilhadas representam as chaves normalmente abertas (NA). As linhas (33) e (37) não possuem uma chave normalmente aberta, mas foram representadas na Figura 4, pois serão locais candidatos à instalação de uma nova chave de manobra.

Os custos anualizados referentes às perdas, custos da energia não distribuída e encargos relativos ao uso da rede de transmissão são apresentados na Tabela 1 juntamente com os índices de confiabilidade e a máxima queda de tensão obtida na configuração inicial.

Tabela 1. Custos anualizados, índices de confiabilidade e máxima queda de tensão referentes ao sistema 33 barras.

Custo de perdas	R\$ 221.734,00
CEND	R\$ 1.146.381,00
Encargos da transmissão	R\$ 343.087,00
Custo total	R\$ 1.711.202,00
DEC	14,15
FEC	13,26
Máxima queda de tensão	0.087 p.u.

A seguir são apresentadas as alternativas de reforços consideradas neste trabalho para este sistema teste:

- 1) Reconfiguração da rede através da mudança do estado das chaves normalmente abertas,

instaladas nas linhas (34), (35) e (36);

- 2) Reconfiguração da rede através da instalação de novas chaves normalmente abertas. Neste caso, foi considerada possibilidade de instalação de novas chaves de manobra nas linhas (33) e (37);
- 3) Recondutoramento das linhas (5), (6), (7), (16), (17), (20), (21), (22), (23), (24), (28), (29), (30), (31) e (32);
- 4) Instalação de Geração Distribuída nas barras (6), (7), (17), (21), (23), (24), (29), (31) e (32). Foram considerados geradores com capacidade de 30, 60, 90, 120, 150, 180 e 210 kW.

A Tabela 2 apresenta os custos relativos às perdas e às alternativas de investimento no sistema consideradas neste trabalho.

Tabela 2. Custos de perdas e reforços.

	Custos anualizados
Perdas	0.125 R\$ / kW
Chave de manobra	334.7 R\$
Manobra	13.4 R\$
Geração Distribuída	215.5 R\$ / kW
Recondutoramento	1004.1 R\$ / km

Alguns parâmetros e características importantes do Algoritmo Genético proposto neste trabalho são mostrados a seguir:

Geração da população inicial	aleatória
Taxa de cruzamento	0.7
Taxa de mutação	variável
Tamanho da População	200
Número máximo de gerações	200

O processo evolutivo foi encerrado após o número máximo de gerações ter sido alcançado. Para a execução de cada geração são necessários aproximadamente 2 minutos. A maior parte do esforço computacional se encontra no cálculo do CEND. O algoritmo apresentado neste trabalho dedica-se à solução do problema do planejamento estático da expansão de redes de distribuição para um horizonte de no mínimo 1 ano. Desta forma, o objetivo principal foi a obtenção de um algoritmo robusto e capaz de encontrar a solução correspondente ao mínimo global.

As propostas de reforços e alterações na configuração do sistema são apresentadas nas Tabelas 3 e 4, sendo que os custos, índices de confiabilidade e máxima queda de tensão são mostrados na Tabela 5.

Tabela 3. Linhas reconduzoradas, novas chaves de manobra instaladas e nova topologia da rede.

Reforço	Linha do sistema
Novas chaves instaladas	33 e 37
Chaves abertas	6, 14, 9, 32 e 28
Linhas reconduzoradas	20, 22, 23, 24 e 29

As chaves referentes às linhas (33) e (37) foram selecionadas como reforços e devem permanecer fechadas, provocando consequentemente a abertura de uma chave pertencente ao mesmo laço, neste caso as chaves (6) e (28), respectivamente.

Tabela 4. Geração Distribuída instalada no sistema.

Barra	Potência instalada (kW)
17	180
31	30
32	150
TOTAL	360
Grau de penetração	9,69%

Tabela 5. Custos anualizados, índices de confiabilidade e máxima queda de tensão.

Custos de perdas	R\$ 101.794,00
CEND	R\$ 699.173,00
Custos de investimentos	R\$ 93.557,00
Encargos da transmissão	R\$ 302.033,00
Custo total	R\$ 1.196.557,00
DEC	8,92
FEC	11,34
Máxima queda de tensão	0.038 p.u.

Considerando os custos apresentados pela configuração inicial, tem-se uma redução anual de R\$ 514.645,00, ou seja, 30,075%. A Tabela 6 traz um resumo comparativo entre os resultados obtidos na otimização em relação à configuração inicial.

Tabela 6. Redução dos custos, índices de confiabilidade e máxima queda de tensão em relação à configuração inicial.

	Redução (Valor)	Redução (%)
Perdas (R\$)	119.940,00	54,09
CEND (R\$)	447.208,00	39,01
Investimentos (R\$)	- 93.557,00	---
Encargos da transmissão	41.054,00	11,97
Custos totais (R\$)	514.645,00	30,075
DEC	5.23	36,96
FEC	1.92	14,48
Máxima queda de tensão	0.049	56,32

O valor negativo apresentado na tabela acima relativo à redução do custo de investimento se deve ao fato da não existência de investimentos na configuração inicial.

De acordo com a solução obtida neste trabalho, observa-se uma melhoria acentuada nos índices de confiabilidade conciliada a uma significativa redução nos custos. Este fato ilustra a importância de se utilizar uma função objetivo constituída por termos de naturezas distintas e muitas vezes conflitantes, tais como custos, perfis de tensão e índices de confiabilidade. Os resultados apresentados acima demonstram a qualidade da determinação e tratamento da função objetivo utilizada neste trabalho.

A configuração sugerida pelo algoritmo proposto neste trabalho é apresentada na Figura 5.

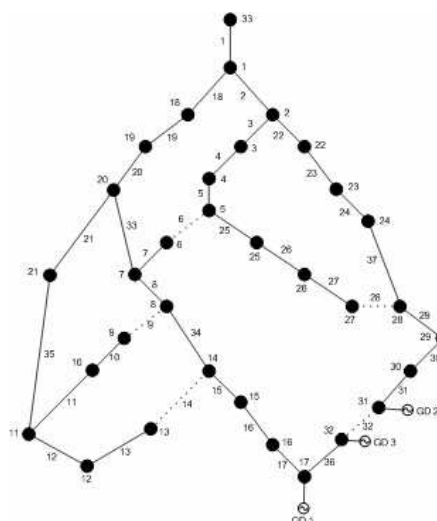


Figura 5. Configuração sugerida pelo algoritmo.

5 Conclusões

Este trabalho apresentou uma nova metodologia dedicada ao problema do planejamento estático da expansão de sistemas de distribuição utilizando Algoritmos Genéticos. Alternativas convencionais de expansão foram consideradas juntamente com a inclusão da Geração Distribuída, com o propósito de se obter uma configuração radial que minimize uma função objetivo constituída por termos de naturezas distintas e geralmente conflitantes, tais como custos anualizados relativos às perdas de energia, valor esperado do custo da energia não distribuída, investimentos no sistema, e máxima queda de tensão na rede. Os resultados apresentados pelo algoritmo podem ser considerados como sendo de ótima qualidade, aliado à consideração conjunta de várias

alternativas de expansão em um único algoritmo de otimização.

Referências Bibliográficas

- [10] Kagan, N. (1992). Electrical Power Distribution Systems Planning Using Multiobjective and Fuzzy Mathematical Programming, (Ph.D), Queen Mary & Westfield College, University of London;
- [11] Kagan, N. e Adams, R. N. A. (1993). Benders' Decomposition Approach to the Multiobjective Distribution Planning Problem, *Electrical Power & Energy Systems*, v. 15, n. 5, pp. 259-271;
- [12] Miranda, V., Ranito, J.V. e Proença, L. M. (1994). Genetic Algorithm in Optimal Multistage Distribution Network Planning, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 9, n. 4, pp. 1927-1933;
- [13] Celli, G., Ghiani, E., Mocci, S. e Pilo, F. (2005). A Multiobjective Evolutionary Algorithm for the Sizing and Siting of Distributed Generation, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 20, n. 2, pp. 750-757;
- [14] Rosado, R. I. J. e Agustin, B. J. L. (1997) Genetic Algorithm Applied to the Design of Large Power Distribution Systems, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 13, n. 2, pp. 696-703;
- [15] Calderaro, V., Galdi, V. e Picolo, A. (2004) Distribution Planning by Genetic Algorithm with Renewable Energy Units, *Bulk Power Systems Dynamics and Control*, Italy, pp. 375-380;
- [16] Goldberg, D. E. (1989) *Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning*, Addison-Wesley Publishing Company. Massachusetts – USA;
- [17] Michalewicz, Z. (1996). *Genetic Algorithms + Data Structures = Evolution Programs*, New York, Third Edition;
- [18] Billinton, R. e Allan, R. N. (1996). *Reliability Evaluation of Power Systems*, Plenum Press, New York, Second Edition;
- [19] Leite, P. A. (2005). *Modelagem de Fazendas Eólicas para Estudos de Confiabilidade*, Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil;
- [20] Baran, M. e Wu, F. (1989). Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 4, n. 2, pp. 1401-1407.

APÊNDICE B

DADOS DOS SISTEMAS TESTADOS

Neste apêndice são apresentados os principais dados referentes aos sistemas de distribuição utilizados neste trabalho bem como os custos de perdas e reforços.

B.1 CUSTOS DE PERDAS E REFORÇOS

A tabela (B.1) apresenta os custos referentes às perdas e reforços analisados neste trabalho e as respectivas referências de onde foram extraídos os valores. Cabe ressaltar que neste trabalho foi considerado um custo médio para a GD, o qual foi adotado para todas as unidades, independentemente de seu tipo e tecnologia.

Tabela B.1: Custos de perdas e reforços

	Custos anualizados	Referência
Perdas	0,125 R\$ / KW	[13]
Chave de manobra	2.500,00 R\$	[6]
Manobra	100,00 R\$	[6]
Geração Distribuída	1.610,00 R\$ / KW	[17]
Recondutoramento	12.000,00 R\$ / km	[6]
Energia importada	0,01 R\$ / KWh	[45]
Novos alimentadores	35.000,00 R\$ / km	[22]

B.2 SISTEMA 33 BARRAS

A tabela (B.2) apresenta os dados das linhas para o sistema 33 barras e os dados de barras são mostrados na tabela (B.3), sendo que:

De	Barra de origem;
Para	Barra de destino;
R	Resistência da linha (p.u);
X	Reatância da linha (p.u);
λ	Taxa Média de Falha (ocorrências / ano);
r	Tempo Médio de reparo (horas);
Pl	Parcela ativa referente à carga nominal (KW);
Ql	Parcela reativa da carga nominal (Kvar).

Tabela B.2: Dados de linhas para o sistema de 33 barras

De	Para	R	X	λ	r
33	1	0,0922	0,0470	0,1	2
1	2	0,4930	0,2511	0,2	4
2	3	0,3660	0,1864	0,1	3
3	4	0,3811	0,1941	0,4	5
4	5	0,8190	0,7070	0,3	2
5	6	0,1872	0,6188	0,6	4
6	7	0,7114	0,2351	0,2	6
7	8	1,0300	0,7400	0,6	5
8	9	1,0440	0,7400	0,5	7
9	10	0,1966	0,0650	0,3	3
10	11	0,3744	0,1238	0,2	6
11	12	1,4680	1,1550	0,7	4
12	13	0,5416	0,7129	0,1	5
13	14	0,5910	0,5263	0,8	4
14	15	0,7463	0,5450	0,6	3
15	16	1,2890	1,7210	0,5	7
16	17	0,7320	0,5740	0,4	5
1	18	0,1640	0,1565	0,3	6
18	19	1,5042	1,3554	0,5	3
19	20	0,4095	0,4784	0,4	4
20	21	0,7089	0,9373	0,2	6
2	22	0,4512	0,3083	0,6	5
22	23	0,8980	0,7091	0,7	3
23	24	0,8960	0,7011	0,5	3
5	25	0,2030	0,1034	0,8	4
25	26	0,2842	0,1447	0,6	5
26	27	1,0590	0,9337	0,4	3
27	28	0,8042	0,7006	0,5	6
28	29	0,5075	0,2585	0,6	7
29	30	0,9744	0,9630	0,2	5
30	31	0,3105	0,3619	0,4	4
31	32	0,3410	0,5301	0,5	6
7	20	2,0000	2,0000	0,2	2
8	14	2,0000	2,0000	0,1	3
11	21	2,0000	2,0000	0,3	2
17	32	0,5000	0,5000	0,2	4
24	28	0,5000	0,5000	0,1	2

Tabela B.3: Dados de barras para o sistema de 33 barras

Barra	PI	QI
1	100,0	60,0
2	90,0	40,0
3	120,0	80,0
4	60,0	30,0
5	60,0	20,0
6	200,0	100,0
7	200,0	100,0
8	60,0	20,0
9	60,0	20,0
10	45,0	30,0
11	60,0	35,0
12	60,0	35,0
13	120,0	80,0
14	60,0	10,0
15	60,0	20,0
16	60,0	20,0
17	90,0	40,0
18	90,0	40,0
19	90,0	40,0
20	90,0	40,0
21	90,0	40,0
22	90,0	50,0
23	420,0	200,0
24	420,0	200,0
25	60,0	25,0
26	60,0	25,0
27	60,0	20,0
28	120,0	70,0
29	200,0	600,0
30	150,0	70,0
31	210,0	100,0
32	60,0	40,0
33	0,0	0,0

B.3 SISTEMA 14 BARRAS

A tabela (B.4) apresenta os dados das linhas para o sistema 14 barras e os dados de barras são mostrados na tabela (B.5), sendo que:

De	Barra de origem;
Para	Barra de destino;
R	Resistência da linha (p.u);
X	Reatância da linha (p.u);
λ	Taxa Média de Falha (ocorrências / ano);
r	Tempo Médio de reparo (horas);
PI	Parcela ativa referente à carga nominal (KW);
QI	Parcela reativa da carga nominal (Kvar).

Tabela B.4: Dados de linhas para o sistema de 14 barras

De	Para	R	X	λ	r
1	2	0,075	0,10	0,1	2
2	3	0,08	0,11	0,2	4
2	4	0,09	0,18	0,1	3
4	5	0,04	0,04	0,4	5
1	6	0,11	0,11	0,3	2
6	7	0,08	0,11	0,6	4
6	8	0,11	0,11	0,2	6
7	9	0,11	0,11	0,6	5
7	10	0,08	0,11	0,5	7
1	11	0,11	0,11	0,3	3
11	12	0,09	0,12	0,2	6
11	13	0,08	0,11	0,7	4
13	14	0,04	0,04	0,1	5
3	9	0,04	0,04	0,2	3
8	12	0,04	0,04	0,1	2
5	14	0,09	0,12	0,3	2

Tabela B.5: Dados de barras para o sistema de 14 barras

Barra	PI	QI
1	0,0	0,0
2	2,0	1,6
3	3,0	0,4
4	2,0	-0,4
5	1,5	1,2
6	4,0	2,7
7	5,0	1,8
8	1,0	0,9
9	0,6	-0,5
10	4,5	-1,7
11	1,0	0,9
12	1,0	-1,1
13	1,0	0,9
14	2,1	-0,8

B.4 SISTEMA REAL 177 BARRAS

A tabela (B.6) apresenta os dados das linhas para o sistema real de 177 barras e os dados de barras são mostrados na tabela (B.7), sendo que:

De	Barra de origem;
Para	Barra de destino;
R	Resistência da linha (p.u);
X	Reatância da linha (p.u);
λ	Taxa Média de Falha (ocorrências / ano);
r	Tempo Médio de reparo (horas);
PI	Parcela ativa referente à carga nominal (KW);
QI	Parcela reativa da carga nominal (Kvar).

Tabela B.6: Dados de linhas para o sistema de 177 barras

De	Para	R	X	λ	r
1	102	0,0179	0,0179	0,1	2
102	153	0,0032	0,0032	0,2	4
153	103	0,0147	0,0147	0,1	3
103	154	0,0074	0,0074	0,4	5
154	155	0,0170	0,0170	0,5	6
155	104	0,0120	0,0120	0,6	1
104	105	0,0060	0,0060	0,7	2
105	106	0,0032	0,0032	0,2	3
106	156	0,0115	0,0115	0,3	1
156	107	0,0005	0,0005	0,4	2
107	108	0,0005	0,0005	0,5	6
108	109	0,0014	0,0014	0,6	5
109	157	0,0014	0,0014	0,8	2
157	116	0,0245	0,0245	0,9	3
116	117	0,0019	0,0019	0,2	4
117	118	0,0489	0,0489	0,4	2
118	158	0,0005	0,0005	0,4	1
158	159	0,0106	0,0106	0,3	3
159	160	0,0060	0,0060	0,5	1
160	161	0,0018	0,0018	0,6	1
161	122	0,0051	0,0051	0,1	2
122	162	0,0055	0,0055	0,2	1

Tabela B.7: Dados de barras para o sistema de 177 barras

Barra	PI	QI
1	0.0	0.0
102	0.0	0.0
153	0.0	0.0
103	310,5	132,3
154	0.0	0.0
155	0.0	0.0
104	310,5	132,3
105	0.0	0.0
106	217,0	88,2
107	0.0	0.0
156	0.0	0.0
108	13,8	5,9
109	310,5	132,3
157	0.0	0.0
116	0.0	0.0
117	124,2	52,9
118	310,5	132,3
158	0.0	0.0
159	0.0	0.0
160	0.0	0.0
161	0.0	0.0
122	828,0	352,7

De	Para	R	X	λ	r
162	124	0,0032	0,0032	0,4	4
124	163	0,0166	0,0166	0,4	3
163	164	0,0092	0,0092	0,6	5
164	126	0,0051	0,0051	0,7	1
126	127	0,0014	0,0014	0,4	2
127	165	0,0005	0,0005	0,8	3
165	128	0,0023	0,0023	0,1	1
128	129	0,0055	0,0055	0,2	2
129	130	0,0106	0,0106	0,9	3
130	131	0,0065	0,0065	0,4	4
131	166	0,0032	0,0032	0,6	1
166	134	0,0282	0,0282	0,2	2
134	167	0,0433	0,0433	0,5	4
167	135	0,0358	0,0358	0,8	3
135	136	0,0113	0,0113	0,7	1
136	137	0,0376	0,0376	0,1	1
137	168	0,0132	0,0132	0,9	2
168	139	0,0074	0,0074	0,2	3
139	140	0,0005	0,0005	0,6	4
140	169	0,0005	0,0005	0,7	1
169	142	0,0132	0,0132	0,4	1
142	170	0,0508	0,0508	0,8	2
170	171	0,0094	0,0094	0,9	2
171	150	0,0132	0,0132	0,1	3
150	151	0,0470	0,0470	0,1	2
151	172	0,0038	0,0038	0,4	1
153	173	0,0094	0,0094	0,4	5
154	174	0,0113	0,0113	0,2	2
156	175	0,0056	0,0056	0,3	1
157	176	0,0069	0,0069	0,1	1
176	177	0,0055	0,0055	0,3	2
177	114	0,0032	0,0032	0,6	4
114	178	0,0037	0,0037	0,1	3
178	179	0,0023	0,0023	0,1	1
176	110	0,0169	0,0169	0,2	2
110	111	0,0056	0,0056	0,3	2
177	112	0,0207	0,0207	0,5	5
112	113	0,0414	0,0414	0,2	3
178	115	0,0301	0,0301	0,3	4
158	119	0,0055	0,0055	0,2	5
159	180	0,0028	0,0028	0,2	1
160	120	0,0508	0,0508	0,2	2
161	121	0,0433	0,0433	0,1	1
162	123	0,0069	0,0069	0,3	1

Barra	PI	QI
124	610,0	264,5
162	0,0	0,0
163	0,0	0,0
164	0,0	0,0
126	13,8	5,9
127	0,0	0,0
165	0,0	0,0
128	310,5	132,3
129	621,0	264,5
130	621,0	264,5
131	0,0	0,0
166	0,0	0,0
167	0,0	0,0
134	310,5	132,3
135	310,5	132,3
136	13,8	5,9
137	621,0	264,5
168	0,0	0,0
139	13,8	5,9
140	0,0	0,0
169	0,0	0,0
142	310,5	132,3
170	0,0	0,0
171	0,0	0,0
150	621,0	264,5
151	310,5	132,3
172	0,0	0,0
173	0,0	0,0
174	0,0	0,0
175	0,0	0,0
176	0,0	0,0
177	0,0	0,0
178	0,0	0,0
179	0,0	0,0
114	310,5	132,3
111	207,0	88,2
113	207,0	88,2
110	13,8	5,9
112	13,8	5,9
115	124,2	52,9
119	310,5	132,3
180	0,0	0,0
120	621,0	264,5
121	310,5	132,3

De	Para	R	X	λ	r
123	181	0,0032	0,0032	0,4	3
163	182	0,0005	0,0005	0,2	4
164	125	0,0245	0,0245	0,3	2
165	183	0,0018	0,0018	0,3	3
166	132	0,0226	0,0226	0,4	1
132	133	0,0188	0,0188	0,2	1
167	184	0,0019	0,0019	0,1	2
168	138	0,0301	0,0301	0,2	3
169	141	0,0452	0,0452	0,1	4
170	152	0,0113	0,0113	0,1	2
152	185	0,0094	0,0094	0,3	1
185	186	0,0282	0,0282	0,2	1
186	144	0,0023	0,0023	0,1	2
144	145	0,0023	0,0023	0,1	4
145	187	0,0018	0,0018	0,5	2
185	143	0,0094	0,0094	0,6	3
187	146	0,0113	0,0113	0,1	3
171	188	0,0113	0,0113	0,2	5
188	148	0,0358	0,0358	0,3	4
148	149	0,0094	0,0094	0,1	1
188	147	0,0094	0,0094	0,2	2
123	181	0,0223	0,0223	0,4	3
163	182	0,0147	0,0147	0,2	4
164	125	0,0032	0,0032	0,3	2
165	183	0,0005	0,0005	0,3	3
166	132	0,0245	0,0245	0,4	1
132	133	0,0018	0,0018	0,2	1
167	184	0,0226	0,0226	0,1	2
168	138	0,0188	0,0188	0,2	3
169	141	0,0019	0,0019	0,1	4
170	152	0,0301	0,0301	0,1	2
152	185	0,0452	0,0452	0,3	1
185	186	0,0113	0,0113	0,2	1
186	144	0,0094	0,0094	0,1	2
144	145	0,0282	0,0282	0,1	4
145	187	0,0023	0,0023	0,5	2
185	143	0,0023	0,0023	0,6	3
187	146	0,0018	0,0018	0,1	3
171	188	0,0094	0,0094	0,2	5
188	148	0,0113	0,0113	0,3	4
148	149	0,0113	0,0113	0,1	1
188	147	0,0358	0,0358	0,2	2
1	205	0,0094	0,0094	0,1	1
205	237	0,0094	0,0094	0,1	2

Barra	PI	QI
123	13,8	5,9
181	0,0	0,0
182	0,0	0,0
183	0,0	0,0
184	0,0	0,0
125	310,8	132,3
132	414,0	176,4
133	13,8	5,9
138	207,0	88,2
141	310,5	132,3
152	0,0	0,0
185	0,0	0,0
186	0,0	0,0
144	621,0	264,5
145	13,8	5,9
187	0,0	0,0
143	310,5	132,3
146	310,5	132,3
188	0,0	0,0
148	0,0	0,0
149	621,0	264,5
147	310,5	132,3
205	0,0	0,0
237	0,0	0,0
206	0,0	0,0
238	0,0	0,0
239	0,0	0,0
214	621,0	264,5
215	310,5	132,3
216	0,0	0,0
246	0,0	0,0
219	0,0	0,0
220	310,5	132,3
221	0,0	0,0
244	0,0	0,0
243	0,0	0,0
225	310,5	132,3
247	0,0	0,0
230	0,0	0,0
242	0,0	0,0
241	0,0	0,0
245	0,0	0,0
204	0,0	0,0
202	207,0	88,2

De	Para	R	X	λ	r
237	206	0,0429	0,0429	0,1	1
206	238	0,0267	0,0267	0,2	2
238	239	0,0074	0,0074	0,1	2
239	214	0,0226	0,0226	0,1	2
214	215	0,0244	0,0244	0,1	1
215	216	0,0074	0,0074	0,2	1
216	246	0,0120	0,0120	0,1	1
246	219	0,0221	0,0221	0,15	2
219	220	0,0143	0,0143	0,1	1
220	221	0,0069	0,0069	0,2	2
221	244	0,0055	0,0055	0,1	1
244	243	0,0018	0,0018	0,2	1
243	225	0,0051	0,0051	0,1	1
225	247	0,0023	0,0023	0,1	2
247	230	0,0060	0,0060	0,1	2
230	242	0,0115	0,0115	0,1	2
242	241	0,0060	0,0060	0,2	2,5
241	245	0,0041	0,0041	0,2	1
205	204	0,0018	0,0018	0,3	1
204	202	0,0032	0,0032	0,2	2
202	203	0,0074	0,0074	0,2	1
204	235	0,0046	0,0046	0,1	2
237	236	0,0194	0,0194	0,2	1
239	207	0,0023	0,0023	0,1	3
207	208	0,0032	0,0032	0,5	4
208	240	0,0106	0,0106	0,1	5
240	210	0,0106	0,0106	0,3	1
210	211	0,0240	0,0240	0,2	1
211	212	0,0009	0,0009	0,2	2
212	213	0,0032	0,0032	0,1	1
240	209	0,0111	0,0111	0,2	2
246	217	0,0009	0,0009	0,1	3
217	218	0,0037	0,0037	0,1	1
218	248	0,0023	0,0023	0,2	1
244	223	0,0092	0,0092	0,2	1
243	224	0,0106	0,0106	0,3	2
249	221	0,0005	0,0005	0,1	1
221	222	0,0028	0,0028	0,2	1
247	226	0,0018	0,0018	0,2	2
226	227	0,0111	0,0111	0,2	1
227	228	0,0106	0,0106	0,2	2
228	229	0,0078	0,0078	0,05	1
230	231	0,0037	0,0037	0,1	2
242	232	0,0065	0,0065	0,1	1

Barra	PI	QI
203	0,0	0,0
235	621,0	264,5
236	310,5	132,3
207	0,0	0,0
208	310,5	132,3
240	0,0	0,0
210	207,0	88,2
211	207,0	88,2
212	0,0	0,0
213	436,1	185,8
209	310,5	132,3
217	0,0	0,0
218	2300,0	979,8
248	0,0	0,0
223	207,0	88,2
224	310,5	132,3
249	0,0	0,0
222	310,5	132,3
226	207,0	88,2
227	621,0	264,5
228	310,5	132,3
229	621,0	264,5
231	310,5	132,3
232	207,0	88,2
233	124,2	52,9
234	310,5	132,3
302	0,0	0,0
341	0,0	0,0
304	248,4	105,8
305	124,2	52,9
306	124,2	52,9
307	0,0	0,0
320	0,0	0,0
321	0,0	0,0
322	0,0	0,0
325	186,3	79,3
340	0,0	0,0
326	8,3	3,5
327	186,3	79,3
339	0,0	0,0
328	0,0	0,0
330	124,2	52,9
331	186,3	79,3
332	0,0	0,0

De	Para	R	X	λ	r
232	233	0,0138	0,0138	0,1	2
241	234	0,0088	0,0088	0,2	3
1	302	0,0118	0,0118	0,2	1
302	341	0,0046	0,0046	0,1	2
341	304	0,0106	0,0106	0,1	2
304	305	0,0115	0,0115	0,1	2
305	306	0,0046	0,0046	0,1	1
306	307	0,0138	0,0138	0,2	1
307	320	0,0161	0,0161	0,1	2
320	321	0,0092	0,0092	0,2	1
321	322	0,0037	0,0037	0,1	2
322	325	0,0018	0,0018	0,2	1
325	340	0,0014	0,0014	0,2	2
340	326	0,0023	0,0023	0,2	1
326	327	0,0051	0,0051	0,1	1
327	339	0,0111	0,0111	0,1	2
339	328	0,0046	0,0046	0,1	2
328	330	0,0046	0,0046	0,1	2
330	331	0,0147	0,0147	0,1	1
331	332	0,0032	0,0032	0,2	1
332	333	0,0221	0,0221	0,1	2
333	334	0,0276	0,0276	0,1	1
307	308	0,0014	0,0014	0,2	1
308	309	0,0028	0,0028	0,1	1
309	310	0,0046	0,0046	0,1	2
310	343	0,0023	0,0023	0,2	1
343	313	0,0023	0,0023	0,05	1
313	315	0,0028	0,0028	0,1	2
315	316	0,0097	0,0097	0,2	1
316	317	0,0051	0,0051	0,2	2
317	318	0,0046	0,0046	0,1	2
318	319	0,0194	0,0194	0,1	1
343	311	0,0009	0,0009	0,2	2
311	338	0,0023	0,0023	0,2	1
338	312	0,0032	0,0032	0,1	1
313	314	0,0115	0,0115	0,1	1,5
322	323	0,0023	0,0023	0,1	1
323	324	0,0078	0,0078	0,2	2
328	329	0,0111	0,0111	0,2	1
341	337	0,0046	0,0046	0,1	1
337	303	0,0046	0,0046	0,1	3
337	342	0,0014	0,0014	0,1	1
337	344	0,0009	0,0009	0,2	2

Barra	PI	QI
333	74,5	31,7
334	0,0	0,0
308	124,2	52,9
309	0,0	0,0
310	8,3	3,5
343	0,0	0,0
313	0,0	0,0
315	124,2	52,9
316	124,2	52,9
317	0,0	0,0
318	372,6	158,7
319	372,6	158,7
311	0,0	0,0
338	0,0	0,0
312	819,7	349,2
314	186,3	79,3
323	8,3	3,5
324	124,2	52,9
329	186,3	79,3
337	0,0	0,0
303	372,6	158,7
342	8,3	3,5
344	0,0	0,0

De	Para	R	X	λ	r
173	203	0,0079	0,0079	0,1	1
125	312	0,0079	0,0079	0,1	1
248	334	0,0039	0,0039	0,1	2
213	329	0,0079	0,0079	0,1	1
344	238	0,0053	0,0053	0,1	1