

VERA LÚCIA VIEIRA DE CAMARGO

**ALGORITMO GENÉTICO ESPECIALIZADO APLICADO
AO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Ilha Solteira
2014

VERA LÚCIA VIEIRA DE CAMARGO

ALGORITMO GENÉTICO ESPECIALIZADO APLICADO AO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia do Campus de Ilha Solteira - UNESP como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutora em Engenharia Elétrica. Especialidade: Automação.

Prof. Dr. Rubén Augusto Romero Lázaro
Orientador
Profa. Dra. Marina Lavorato de Oliveira
Co-orientadora

Ilha Solteira
2014

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

C173a Camargo, Vera Lúcia Vieira de.
Algoritmo genético especializado aplicado ao planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica / Vera Lúcia Vieira de Camargo. - - Ilha Solteira : [s.n.], 2014
175 f.:il.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de Conhecimento: Automação, 2014

Orientador: Rubén Augusto Romero Lázaro

Co-orientadora: Marina Lavorato de Oliveira

Inclui bibliografia

1. Planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica. 2. Algoritmo genético. 3. Programação não linear inteiro misto. 4. Otimização de sistemas de potência.



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA
FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

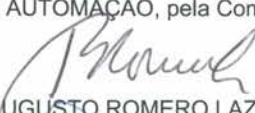
TÍTULO: Algoritmo genético especializado aplicado ao planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica

AUTORA: VERA LUCIA VIEIRA DE CAMARGO

ORIENTADOR: Prof. Dr. RUBEN AUGUSTO ROMERO LAZARO

CO-ORIENTADORA: Profa. Dra. MARINA LAVORATO DE OLIVEIRA

Aprovada como parte das exigências para obtenção do Título de DOUTOR EM ENGENHARIA ELÉTRICA, Área: AUTOMAÇÃO, pela Comissão Examinadora:


Prof. Dr. RUBEN AUGUSTO ROMERO LAZARO
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. JOHN FREDY FRANCO BAQUERO
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. ROBERTO CAYETANO LOTERO
Departamento de Engenharia Elétrica / Universidade Estadual do Oeste do Paraná


Prof. Dr. CARLOS ROBERTO MENDONÇA DA ROCHA
Centro de Engenharias e Ciências Exatas / Universidade Estadual do Oeste do Paraná

Data da realização: 13 de junho de 2014.

DEDICO

Aos meus pais, ao meu esposo, aos meus irmãos, aos meus filhos e minha neta.

AGRADECIMENTOS

- A Deus nosso pai, força maior do Universo, pela força concedida para superar os desafios que foram surgindo durante esta jornada da vida profissional e pela oportunidade de vivenciar este processo que me possibilitou compreender e perceber os valores das múltiplas dimensões da existência humana. Obrigada também Senhor, pela vida e por sua graça sempre presente em minha vida.
- Ao Professor Dr. Rubén Augusto Romero Lázaro, orientador deste trabalho, pela oportunidade, pela orientação, pelas ideias criativas trocadas durante a elaboração do trabalho e, também pelo grande empenho e dedicação na implantação e execução do Doutorado Interinstitucional - DINTER no Estado de Mato Grosso.
- À Dra. Marina Lavorato de Oliveira, co-orientadora deste trabalho, pelo acompanhamento, ajuda e atenção recebida durante o desenvolvimento deste trabalho.
- Aos professores do DINTER Anna Diva Plasencia Lotufo, Antonio Padilha Feltrin, José Roberto Mantovani e Rubén Augusto Romero Lázaro pela dedicação e contribuições em nossa formação.
- Aos professores das bancas do exame de qualificação e de defesa: Carlos R. M. da Rocha, Fábio B. Leão, John Fredy Franco Baquero, José Roberto Mantovani e Roberto C. Lotero pelas valiosas sugestões e contribuições para o trabalho.
- Aos meus pais João Arlindo de Camargo e Clotilde Vieira de Camargo pela vida, pelo carinho, pela dedicação e pelos ensinamentos; verdadeiros anjos incumbidos por Deus para nos conduzir e preparar para as jornadas e desafios da vida.
- Um agradecimento especial a quem sempre me encorajou e incentivou em todos os aspectos de minha vida, meu esposo Jocimal Galdino Delgado, pelo carinho, pelo amor, pela força, pela compreensão, pelo apoio e pela longa espera durante a realização dos cursos de pós-graduação.
- Aos meus filhos, Ariadne C. P. de Camargo, Matheus P. de Camargo Silva, André Luís P. de Camargo pelo carinho, incentivo e compreensão de minhas frequentes ausências ao longo destes anos.
- Ao André Luís, pelo seu auxílio na construção das figuras deste trabalho.

- Aos meus irmãos pelo carinho, pela torcida e também pela oportunidade de juntos compartilharmos experiências durante a nossa vivência que se tornaram lições para a vida em sociedade.
- A todos os colegas do DINTER, em especial a Adriana S. Resende, Diego Piasson, Donizete Ritter, Emivan F. da Silva, Inédio Arcari, Marinez Cargnin-Stieler, Márcia Cristina Dal Toé, Milton L. N. Pereira, Minéia C. Fagundes, Rogério dos R. Gonçalves, Silvio C. G. Granja e Suzan G. B. de Pádua pelo apoio mútuo e pela amizade.
- À Márcia C. Dal Toé, amiga especial que esteve próxima durante toda a trajetória do doutorado, pela grande amizade, pelo carinho, pelo companheirismo, pelo incentivo, pelos estudos em grupo e por ter me dado tanta força em momentos cruciais ao longo deste processo.
- Aos amigos Rogério dos Reis Gonçalves e Milton Luiz Neri Pereira, amigos de trabalho e do doutorado, pelo companheirismo nas viagens que juntos realizamos, pelas parcerias e incentivo nos estudos em grupo, pelo apoio e pela grande amizade construída ao longo destes anos.
- À Suzan G. B. de Pádua, pela atenção dispensada e pela sua disponibilidade para trocar ideias sobre a pesquisa.
- Ao Jeferson B. Vanderlinde pelo auxílio nas instalações dos programas e pela atenção dispensada.
- Aos professores e colegas do LaPSEE (Laboratório de Planejamento de Sistema de Energia Elétrica), pela oportunidade de nossa convivência que foi fundamental para o desenvolvimento da pesquisa.
- À Universidade do Estado de Mato Grosso (UNEMAT), pelo apoio financeiro e incentivo no processo de qualificação de seu quadro docente.
- À Universidade Estadual Paulista de Ilha Solteira, pela oportunidade oferecida ao estabelecer parceria com outras universidades.
- Aos funcionários do DEE-FEIS-UNESP, pela atenção e apoio.
- À CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior do Brasil), pelo apoio financeiro para execução do DINTER.

”O aumento do conhecimento é como uma esfera dilatando-se no espaço: quanto maior a nossa compreensão, maior o nosso contacto com o desconhecido.” Blaise Pascal

RESUMO

No presente trabalho foi proposto o desenvolvimento de uma técnica de solução para resolver o problema de planejamento de expansão do sistema de distribuição de energia elétrica (PSDEE) modelado como um problema de programação não linear inteiro misto (PNLIM) mono-objetivo e multiestágio (dinâmico), com o objetivo de encontrar um plano de expansão do sistema de distribuição de energia elétrica com custos de investimentos e de operação mínimos sujeitos a restrições físicas e operacionais e restrições que estabelecem os limites dos indicadores de continuidade DIC, FIC, DEC e FEC. A função objetivo do modelo é igual ao valor presente líquido dos custos com construção e/ou recondutoramento de circuitos, com construção e/ou ampliação de subestações, com perdas resistivas anuais e com operação das subestações. Para atingir o objetivo proposto foi desenvolvido um algoritmo genético especializado, adaptado da proposta de Chu-Beasley em conjunto com técnicas heurísticas especializadas para resolver o problema de PSDEE. Para avaliar a viabilidade e flexibilidade da proposta foram testados sistemas da literatura, que foram organizadas em três etapas com objetivos distintos: na primeira foi realizado o planejamento estático considerando somente as restrições operacionais do sistema (sistemas de 23 e 136 barras); na segunda o planejamento multiestágio dinâmico considerando as mesmas restrições da etapa anterior (sistemas de 54 e 417 barras) e a terceira o planejamento multiestágio dinâmico considerando tanto as restrições operacionais como as relacionadas com a confiabilidade do sistema (sistema de 27 barras). Pelos resultados obtidos o algoritmo mostrou-se eficiente e versátil, pois dos sistemas que foram possíveis estabelecer uma comparação, o algoritmo conseguiu encontrar resultado melhor (para o sistema de 54 barras), igual (para os sistemas de 23 e 136 barras) e próximo para o sistema de 417 barras.

Palavras-chave: Planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica. Algoritmo genético. Programação não linear inteiro misto. Otimização de sistemas de potência.

ABSTRACT

In this paper, it was proposed the development of a solution technique to solve the expansion planning problem of electricity distribution system (PEDS) modeled as a problem of mixed integer nonlinear programming (MINP) mono-objective and multi-stage (dynamic), with the goal to find an expansion plan from electricity distribution system with minimum investment costs and operation subject to physical and operational constraints and restrictions that establish the limits of continuity indicators DIC, FIC, DEC and FEC . The model objective function is equal to the costs present value net with construction and/ or reconductoring of circuits with construction and/or substations expansion with annual resistive losses and with substations operation. In order to achieve the objective proposed a specialized genetic algorithm adapted by Chu-Beasley was developed in conjunction with specialized heuristics techniques to solve the problem of PEDS. To assess the feasibility and flexibility of proposed literature, systems which they were tested organized in three stages with different goals: the first it was performed the static planning considering only the system operating constraints (systems 23 and 136 bus); the second it was performed the dynamic multistage planning considering the same restrictions from the previous stage (systems 54 and 417 bus) and the third it was performed the dynamic multistage planning considering as much operating restrictions as related to reliability of system (system 27 bus). According to the results, the algorithm was efficient and versatile because of the systems that were possible to reach a comparison, the algorithm was able to find best result (for system 54 bus) equal (for systems 23 and 136 bus) and next to system of 417 bus.

Keywords: Planning of electricity distribution system. Genetic algorithm. Mixed integer nonlinear programming. Optimization of power systems.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Sistema de 14 barras antes da ordenação	49
Figura 2	Sistema de 14 barras ordenado.	49
Figura 3	Ramo k-m de um sistema de distribuição radial	50
Figura 4	Exemplo de codificação para o planejamento estático.	56
Figura 5	Exemplo de codificação para o planejamento multiestágio.	57
Figura 6	Diagrama de blocos da heurística de geração da população inicial . . .	61
Figura 7	Diagrama de blocos da heurística utilizada na fase de recombinação . .	66
Figura 8	Ilustração da recombinação entre duas soluções no planejamento estático	67
Figura 9	Vetor codificação da recombinação ilustrada na Figura 8	67
Figura 10	Vetor codificação da recombinação do planejamento multiestágio entre duas soluções	68
Figura 11	Ilustração da mutação de uma solução candidata.	69
Figura 12	Diagrama de blocos da Melhoria de Qualidade I.	71
Figura 13	Diagrama de blocos da Melhoria de Qualidade II.	72
Figura 14	Diagrama de blocos da Heurística I.	75
Figura 15	Diagrama de blocos da Melhoria de Factibilidade.	77
Figura 16	Diagrama de blocos da sub-rotina utilizada na etapa de substituição do AG-ESP.	80
Figura 17	Diagrama de blocos do Algoritmo Genético Especializado implemen- tado.	81
Figura 18	Custos x confiabilidade	84
Figura 19	Níveis hierárquicos utilizados nos estudos da confiabilidade	84
Figura 20	Ilustração de um alimentador	89
Figura 21	Efeitos de cada falha sobre os demais blocos	90

Figura 22	Número de interrupções ocorridas nos blocos com as falhas	90
Figura 23	Interrupções-consumidor afetado	91
Figura 24	Duração das interrupções dos blocos	92
Figura 25	Duração das interrupções dos blocos - consumidores afetados	93
Figura 26	Fluxograma para o cálculo dos índices de confiabilidade	95
Figura 27	Rotas propostas para o sistema de 23 barras	98
Figura 28	Topologia da melhor solução encontrada pelo AG-ESP - Sistema de 23 barras (Teste 1)	99
Figura 29	Gráfico dos valores da incumbente ao longo das gerações - Sistema de 23 barras - Teste 1	100
Figura 30	Topologia da melhor solução - Sistema de 23 barras (Teste 2)	101
Figura 31	Gráfico dos valores da solução incumbente - Sistema de 23 barras - Teste 2	101
Figura 32	Sistema de 136 barras - Circuitos existentes e propostos.	102
Figura 33	Topologia da melhor solução encontrada pelo AG-ESP para o Sistema de 136 barras	103
Figura 34	Gráfico dos valores da incumbente ao longo das gerações - Sistema de 136 barras	104
Figura 35	Sistema de 54 barras inicial	105
Figura 36	Configuração da melhor solução encontrada no estágio 3 - Sistema de 54 barras	106
Figura 37	Gráfico do perfil de tensão das barras do estágio 3 da solução obtida pelo AG-ESP - Sistema de 54 barras	107
Figura 38	Gráfico dos valores da incumbente ao longo das gerações - Sistema de 54 barras	109
Figura 39	Configuração da melhor solução encontrada no estágio 3 - Sistema de 417 barras	110
Figura 40	Gráfico do perfil de tensão das barras da solução no estágio 3 - Sistema de 417 barras	112

Figura 41	Gráfico dos valores da incumbente ao longo das gerações - Sistema de 417 barras	118
Figura 42	Sistema de 27 barras inicial	119
Figura 43	Configuração da melhor solução encontrada no estágio 3 - Sistema de 27 barras	120
Figura 44	Gráfico do perfil de tensão nas barras do estágio 3 da melhor solução - Sistema de 27 barras - Caso I	121
Figura 45	Comportamento da incumbente ao longo das gerações - Sistema de 27 barras - Caso I	123
Figura 46	Configuração da melhor solução encontrada no estágio 3 - Sistema de 27 barras - Caso II	126
Figura 47	Gráfico do comportamento da incumbente ao longo das gerações - Caso II	128
Figura 48	Topologias da melhores soluções encontradas pelo AG-ESP - Sistema de 27 barras - Casos I e II	130
Figura 49	Gráfico do perfil da magnitude de tensão do estágio 3 - Casos I e II . .	131

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Custos da melhor solução encontrada pelo AG-ESP para o sistema de 23 barras - Teste 1	98
Tabela 2	Comparativo dos resultados obtidos na literatura para o sistema de 23 barras - Teste 1	99
Tabela 3	Custos da melhor solução encontrada pelo AG-ESP para o Sistema de 23 barras - Teste 2	100
Tabela 4	Custos da melhor solução encontrada pelo AG-ESP para o sistema de 136 barras	103
Tabela 5	Custos da melhor solução encontrada pelo AG-ESP para o Sistema de 54 barras (10^3 R\$)	106
Tabela 6	Capacidade de potência máxima e demandada das subestações da solução obtida pelo AG-ESP - Sistema de 54 barras.	106
Tabela 7	Tipos de condutores dos circuitos da melhor solução encontrada pelo AG-ESP- Sistema de 54 barras	108
Tabela 8	Comparativo do resultado obtido pelo AG-ESP com o da literatura - Sistema de 54 barras.	108
Tabela 9	Custos do indivíduo de melhor qualidade da população inicial e da solução obtida pelo AG-ESP	109
Tabela 10	Custos da melhor solução encontrada pelo AG-ESP para o Sistema de 417 barras (10^3 R\$)	111
Tabela 11	Capacidade de potência máxima e demandada das subestações - Sistema de 417 barras.	111
Tabela 12	Tipos de condutores dos circuitos - Sistema de 417 barras	112
Tabela 13	Comparativo do resultado encontrado pelo AG-ESP com o da literatura - Sistema de 417 barras (10^3 R\$).	117

Tabela 14	Comparativo entre os custos do indivíduo de melhor qualidade da população inicial e melhor solução obtida pelo AG-ESP (10^3 R\$)	118
Tabela 15	Custos da melhor solução encontrada pelo AG-ESP para o Sistema de 27 barras (10^3 U\$)	120
Tabela 16	Capacidade de potência máxima e demandada das subestações - Sistema de 27 barras - Caso I	121
Tabela 17	Tipos de condutores dos circuitos da melhor solução - Sistema de 27 barras - Caso I	122
Tabela 18	Custos do indivíduo de melhor qualidade da população inicial obtido pelo AHC e melhor solução obtida pelo AG-ESP	122
Tabela 19	Índices de confiabilidade das barras do sistema da melhor solução - Sistema de 27 barras - Caso I	124
Tabela 20	Índices de Confiabilidade por grupo de consumidores - Sistema de 27 barras - Caso I	124
Tabela 21	Custos da melhor solução do sistema de 27 barras - Caso II (10^3 U\$) .	126
Tabela 22	Capacidade de potência máxima e demandada das subestações - Sistema de 27 barras - Caso II	126
Tabela 23	Tipos de condutores dos circuitos da melhor solução obtida - Sistema de 27 barras - Caso II	127
Tabela 24	Índices de Confiabilidade das barras - Sistema de 27 barras - Caso II .	128
Tabela 25	Índices de Confiabilidade por grupo de consumidores - Sistema de 27 barras - Caso II	129
Tabela 26	Custos das melhores soluções dos Casos I e II (10^3 U\$)	129
Tabela 27	Dados de barra do sistema de 23 barras	145
Tabela 28	Dados de ramo do Sistema de 23 barras	145
Tabela 29	Dados de condutores do Sistema de 23 barras.	146
Tabela 30	Dados de subestação existente do sistema de 23 barras - Teste 1	146
Tabela 31	Dados de subestação existente do sistema de 23 barras - Teste 2	146
Tabela 32	Dados de subestação proposta do sistema de 23 barras - Teste 2	146

Tabela 33	Dados de barra do sistema de 136 barras	147
Tabela 34	Dados de ramo do sistema de 136 barras	148
Tabela 35	Dados dos condutores do sistema de 136 barras	150
Tabela 36	Dados das subestações existentes do sistema de 136 barras	150
Tabela 37	Dados de ramo do sistema de 54 barras	151
Tabela 38	Dados de barra do sistema de 54 barras (continua)	152
Tabela 39	Dados de condutores do sistema de 54 barras	153
Tabela 40	Dados de subestações existentes do sistema de 54 barras	154
Tabela 41	Dados de subestações propostas do sistema de 54 barras	154
Tabela 42	Custo com recondutoramento (10^3 R\$) - Sistema de 54 barras	154
Tabela 43	Dados de barra do sistema de 417 barras	155
Tabela 44	Dados de ramo do Sistema de 417 barras	165
Tabela 45	Dados de condutores do sistema de 417 barras	170
Tabela 46	Dados de subestações existentes do sistema de 417 barras	171
Tabela 47	Dados de subestação proposta do sistema de 417 barras	171
Tabela 48	Custo com recondutoramento (10^3 R\$) - Sistema de 417 barras	171
Tabela 49	Dados de barra do sistema de 27 barras	173
Tabela 50	Custos dos circuitos por tipo de condutor instalado (10^3 US\$)	174
Tabela 51	Dados de condutores do sistema de 27 barras	175
Tabela 52	Dados de subestações existentes do sistema de 27 barras	175
Tabela 53	Dados de subestação proposta do sistema de 27 barras	175

LISTA DE ABREVIACES E SIGLAS

AG	Algoritmo Genético
AFC	Algoritmo de Fluxo de Carga
AGCB	Algoritmo Genético de Chu-Beasley
AG-ESP	Algoritmo Genético Especializado
AHC	Algoritmo Heurístico Construtivo
<i>B&B</i>	<i>Branch and Bound</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
DEC	Dura Equivalente de Interrup por Unidade Consumidora
DIC	Dura de Interrup por Unidade Consumidora
FEC	Frequência Equivalente de Interrup por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrup por Unidade Consumidora
PSDEE	Planejamento da Expans do Sistema de Distribui de Energia Elétrica
PL	Programa Linear
PLIM	Programa Linear Inteiro Misto
PNLIM	Programa No-Linear Inteiro Misto
PRODIST	Procedimentos de Distribui de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
VNS	Busca em Vizinhan Varivel

LISTA DE SÍMBOLOS

$b_{ij,a}$	Susceptância do ramo ij de condutor do tipo a .
B_{ij}	Elemento da matriz susceptância nodal.
$c_{ij,a}$	Custo do circuito ij com condutor do tipo a que pode ser adicionado ou substituído em unidade monetária/km.
c_{op}	Custo de operação da subestação em (unidade monetária/kVA ² h).
$c_{s_{i,b}}$	Custo de subestação adicionada ao sistema ou repotenciada em unidade monetária.
ce	Custo de perdas de energia em unidade monetária/kWh.
$DEC_{k,t}$	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora do alimentador k no estágio t .
DEC_p	Limite estipulado para o índice DEC no estágio t .
$DIC_{i,t}$	Duração de Interrupção por Unidade Consumidora da barra i no estágio t .
DIC_p	Limite estipulado para o índice DIC no estágio t .
$FEC_{k,t}$	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora do alimentador k no estágio t .
FEC_p	Limite estipulado para o índice FEC no estágio t .
FIC_p	Limite estipulado para o índice FIC no estágio t .
$FIC_{i,t}$	Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora da barra i no estágio t .
$g_{ij,a}$	Condutância do ramo ij do condutor do tipo a .
G_{ij}	Elemento da matriz condutância nodal.
I	taxa de juros.
I_{max_a}	Corrente máxima permitida no condutor do tipo a .
l_{ij}	Comprimento do ramo ij em km.
$m_{i,b,t}$	Variável binária que indica construção/repotenciação de subestação do tipo b na barra i no estágio t .
$np(t)$	Duração em anos do estágio t .
n_b	Número de barras do sistema.
n_{b_s}	Número de barras com subestação (existentes e propostas).
$n_{ij,a,t}$	variável binária que indica se o circuito ij é construído ou reconduzido com condutor do tipo a no estágio t .
n_r	Número de ramos (candidatos e propostos).
$P_{D_{i,t}}$	Potência ativa demandada pela barra i no estágio t .
$P_{S_{i,t}}$	Potência ativa fornecida pela subestação da barra i no estágio t .
$P_{i,t}$	Potência ativa calculada na barra i no estágio t .

$P_{ij,a,t}$	Fluxo de potência ativa no condutor do tipo a que sai da barra i e vai para a barra j no estágio t .
$p(t)$	Ano de início do estágio t a partir de um referencial adotado como base (ano zero).
$Q_{D_{i,t}}$	Potência reativa demandada pela barra i no estágio t .
$Q_{S_{i,t}}$	Potência reativa fornecida pela subestação da barra i no estágio t .
$Q_{i,t}$	Potência reativa calculada na barra i no estágio t .
$Q_{ij,a,t}$	Fluxo de potência reativa no condutor do tipo a que sai da barra i e vai para a barra j no estágio t .
$\bar{S}_{i,b}$	Limite máximo da potência aparente da subestação da barra i do tipo b .
$S_{ij,a,t}$	Fluxo de potência aparente no ramo ij com condutor do tipo a no estágio t .
$\bar{S}_{ij,a}$	Fluxo de potência aparente máxima no ramo ij com condutor do tipo a .
$V_{i,t}$	Magnitude da tensão na barra i no estágio t .
V_{max}	Magnitude de tensão máxima permitida no sistema.
V_{min}	Magnitude de tensão mínima permitida no sistema.
T	Número de estágios do planejamento.
T'	$\{1, 2, \dots, T\}$.
$\alpha_{i,b,t}$	Variável binária que indica se a subestação do tipo b da barra i está ativa no estágio t .
$\beta_{ij,a,t}$	Variável binária que indica se o ramo com condutor do tipo a entre as barras i e j está ativo no estágio t .
$\theta_{ij,t}$	Diferença angular entre as barras i e j no estágio t .
λ_i	Estimativa da taxa de ocorrência de falha que provoca a interrupção i .
ϕ_l	Fator de perdas dos circuitos.
ϕ_s	Fator de perdas das subestações.
Ω_l	Conjunto de ramos (existentes e propostos) do sistema.
Ω_a	Conjunto dos tipos de condutores.
Ω_{al}	Conjunto de alimentadores do sistema.
Ω_b	Conjunto de barras do sistema.
Ω_{bs}	Conjunto de barras com subestações (existentes e propostas) com $\Omega_{bs} \subset \Omega_b$.
Ω_{ts}	Conjunto do tipo de subestações.
8760	Número de horas em um ano.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	29
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA SOBRE O PSDEE	33
2.1	PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	33
2.2	MODELOS DE PSDEE	34
2.3	TÉCNICAS DE SOLUÇÃO DO PSDEE	35
2.3.1	Técnicas Clássicas de Otimização	35
2.3.2	Técnicas Heurísticas	36
2.3.3	Metaheurísticas	36
2.4	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	37
3	MODELO MATEMÁTICO PARA O PROBLEMA DO PSDEE	43
3.1	PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	43
3.2	MODELO MATEMÁTICO DO PSDEE	44
3.3	ESTRATÉGIAS UTILIZADAS PARA RESOLVER O MODELO MATEMÁTICO DO PSDEE	48
3.3.1	Fluxo de Carga	48
3.3.1.1	<i>Renumeração das barras</i>	<i>49</i>
3.3.1.2	<i>Etapa Backward (varredura das correntes):</i>	<i>50</i>
3.3.2	Etapa Forward (varredura de tensões)	50
3.3.2.1	<i>Cálculo das Perdas</i>	<i>51</i>
4	ALGORITMO GENÉTICO ESPECIALIZADO APLICADO AO PSDEE	53
4.1	ALGORITMO GENÉTICO TRADICIONAL E ALGORITMO GENÉTICO MODIFICADO DE CHU-BEASLEY	53

4.2	ALGORITMO GENÉTICO ESPECIALIZADO PARA RESOLVER O PROBLEMA DE PSDEE	55
4.2.1	Codificação do Problema	56
4.2.1.1	<i>Planejamento Estático</i>	56
4.2.1.2	<i>Planejamento Multiestágio</i>	57
4.2.2	População Inicial	57
4.2.2.1	<i>Processo de Seleção de Subestações</i>	58
4.2.2.2	<i>Processo construtivo dos circuitos que compõem a topologia da solução</i>	59
4.2.3	Manipulação das Infactibilidades e Função Objetivo	60
4.2.4	Seleção	63
4.2.5	Recombinação	64
4.2.6	Mutação	68
4.2.7	Fase de Melhoria Local	69
4.2.7.1	<i>Melhoria de qualidade</i>	69
4.2.7.2	<i>Melhorias da Factibilidade</i>	74
4.2.8	Substituição	78
5	CONFIABILIDADE NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	83
5.1	NOÇÕES BÁSICAS	83
5.2	INDICADORES DE CONTINUIDADE DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	86
5.2.1	Indicadores de continuidade adotados no Brasil	86
5.2.1.1	<i>FIC - Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora</i>	86
5.2.1.2	<i>DIC - Duração de Interrupção por Unidade Consumidora</i>	86
5.2.1.3	<i>FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora</i>	87
5.2.1.4	<i>DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora</i>	87

5.2.2	Indicadores de Continuidade Internacionais	87
5.2.2.1	<i>SAIDI - System Average Interruption Duration Index</i>	88
5.2.2.2	<i>SAIFI - System Average Interruption Frequency Index</i>	88
5.3	METODOLOGIA UTILIZADA PARA O CÁLCULO DOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE	88
5.3.1	Cálculo do FIC e FEC	90
5.3.2	Cálculo do DIC e DEC	92
6	TESTES E RESULTADOS	97
6.1	PSDEE ESTÁTICO	97
6.1.1	Sistema de 23 Barras	97
6.1.1.1	<i>Sistema de 23 Barras - Teste 1</i>	98
6.1.1.2	<i>Sistema de 23 Barras - Teste 2</i>	100
6.1.2	Sistema de 136 Barras	101
6.2	PSDEE MULTISTÁGIO DINÂMICO	104
6.2.1	Sistema de 54 Barras	104
6.2.2	Sistema de 417 Barras	109
6.3	PSDEE MULTISTÁGIO CONSIDERANDO AS RESTRIÇÕES DE CONFIABILIDADE	118
6.3.1	Sistema de 27 Barras	118
6.3.1.1	<i>Sistema 27 Barras - Caso I</i>	119
6.3.1.2	<i>Sistema de 27 Barras - Caso II</i>	125
7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	133
	REFERÊNCIAS	137
	APÊNDICE A - TRABALHO PUBLICADO	143
	ANEXO A - DADOS DO SISTEMA DE 23 BARRAS	145

ANEXO B - DADOS DO SISTEMA DE 136 BARRAS	147
ANEXO C - DADOS DO SISTEMA DE 54 BARRAS	151
ANEXO D - DADOS DO SISTEMA DE 417 BARRAS	155
ANEXO E - DADOS DO SISTEMA DE 27 BARRAS	173

1 INTRODUÇÃO

A literatura especializada mostra que nas últimas décadas vêm sendo desenvolvidos vários trabalhos propondo novas metodologias para resolver o problema do planejamento da expansão do sistema de distribuição de energia elétrica (PSDEE), cujo objetivo clássico é o de minimizar custos de investimentos e de operação do sistema satisfazendo um conjunto de restrições físicas, operacionais e financeiras. A relevância de pesquisas nesta área se justifica à medida que é nesta parte do sistema que ocorre frequentemente o aumento de demanda de energia elétrica e se encontra a maior parte dos consumidores e uma parcela significativa de perdas técnicas.

Nessa perspectiva, o desenvolvimento de modelos matemáticos de otimização e de técnicas de solução, aliadas a ferramentas computacionais, são de grande relevância para que o sistema de distribuição de energia seja projetado de forma a atender as exigências técnicas impostas pelos órgãos reguladores e pela sociedade, bem como forneça energia ao consumidor com qualidade e confiabilidade com o menor custo possível.

O problema de planejamento do sistema de distribuição (PSDEE) é um problema clássico de otimização cujo modelo matemático é de Programação Não Linear Inteiro Misto (PNLIM) de grande porte. Sendo assim, o objetivo é otimizar uma função não linear, sujeita a restrições lineares e não lineares, em que uma parcela das variáveis são inteiras e as demais são contínuas (KAGAN et al., 2009). Este problema é de natureza combinatória, com vasto espaço de busca, estrutura multimodal, com uma infinidade de soluções ótimas locais (COSSI et al., 2012). Outro aspecto importante é que o modelo do PSDEE tem uma característica flexível que pode se adaptar às necessidades do planejamento que se pretenda desenvolver (OLIVEIRA, 2010).

Os estudos do problema de PSDEE teve início desde a década de 1960 e vem sendo desenvolvido até os dias atuais, com diferenciados modelos e técnicas de solução. Quanto às opções metodológicas para resolver o problema de PSDEE são várias as apresentadas na literatura, com destaque às técnicas clássicas de otimização, técnicas heurísticas e as metaheurísticas.

Desde o final da década de 1980, tem se intensificado o uso de metaheurísticas para resolver problemas complexos de sistema de energia elétrica, pela facilidade em considerar restrições e funções objetivo não lineares e inserir aspectos específicos de acordo com a natureza do problema, como por exemplo a confiabilidade, perdas, dentre outras, apesar de não haver garantias de que a solução ótima do problema seja obtida (HAFFNER et al., 2006).

As metaheurísticas utilizadas para resolver o problema de PSDEE presentes na literatura consultada são: Algoritmos Genéticos, *Tabu Search*, *Simulated Annealing*, Colonia de Formi-

gas, *Particle swarm optimization* (PSO), Busca em Vizinhança Variável e Busca Dispersa.

Por outro lado, no contexto dos trabalhos desenvolvidos sobre planejamento dos sistemas de transmissão de energia elétrica como em Silva et al. (2006), Negrete (2010) e Gallego et al. (2012), foi utilizado o Algoritmo Genético Modificado de Chu-Beasley (AGCB) que vem demonstrando ser uma eficiente técnica de otimização para resolver problemas complexos de sistemas de energia elétrica com vasto espaço de busca e várias restrições. Este algoritmo possui modificações estratégicas do Algoritmo Genético tradicional (AG) que foram implementadas no trabalho de Chu e Beasley (1997) para resolver o problema de alocação de tarefas. As principais diferenças do AGCB, em relação ao AG, estão na forma como são tratadas as infactibilidades; como ocorre a substituição em cada ciclo geracional e a inserção de uma etapa de melhorias da solução após a aplicação dos operadores genéticos. De acordo com a revisão bibliográfica realizada durante a pesquisa, o AG já foi bastante utilizado como técnica de solução nas pesquisas sobre PSDEE, no entanto, o algoritmo genético com as modificações estratégicas de Chu-Beasley ainda não foi apresentado pela literatura para resolver este problema.

Assim sendo, esta pesquisa teve como objetivo aplicar o Algoritmo Genético Modificado de Chu-Beasley associado às técnicas heurísticas para resolver o problema do PSDEE, modelado como um problema de PNLIM mono-objetivo, estático ou multiestágio (dinâmico), com o objetivo de encontrar um plano de expansão do sistema de distribuição de energia elétrica com custo mínimo, sujeitos às restrições físicas, operacionais e restrições que estabelecem os limites dos indicadores de continuidade DIC, FIC, DEC e FEC.

A função objetivo do modelo utilizado é o valor presente líquido dos custos com construção e/ou recondutoramento de circuitos, com construção e/ou ampliação de subestações, com perdas resistivas anuais e operação das subestações. Como auxiliar no processo de obtenção do ponto de operação e avaliação das infactibilidades das soluções geradas foi utilizado um fluxo de carga para sistemas radiais, que orientou todo o processo para o cálculo do custo das perdas e avaliação das infactibilidades operacionais.

Os índices de continuidade considerados como restrição no modelo de PSDEE é um fator de grande relevância tanto para a sociedade, que possui uma forte dependência com a energia elétrica, como para as concessionárias que tem a avaliação da qualidade de seus serviços prestados prejudicada, haja vista que o número e duração das interrupções ocorridas em um determinado período de tempo são convertidos em índices cujos valores máximos são estipulados pelo órgão regulador e quando estes valores são violados as concessionárias são penalizadas.

Por outro lado, inserir o comportamento das falhas no problema eleva sobremaneira o nível de complexidade do estudo, uma vez que se trata de um fenômeno aleatório que depende tanto de eventos internos como externos ao contexto estudado. Para esta questão uma das alternativas é que a confiabilidade do sistema possa ser tratada em uma etapa seguinte a do planejamento por meio de alocação de dispositivos de controle e proteção e instalação de ramais de interconexão

de forma independente. Outra é desenvolver modelos ou metodologias no problema de PSDEE que favoreçam condições para que o sistema opere com níveis desejáveis de continuidade de energia elétrica, tendência presente em muitas pesquisas da literatura especializada que são discutidas no Capítulo 2. Nessa perspectiva, foi proposto um modelo em que foram acrescentadas como restrições os limites dos índices de continuidade DIC, FIC, DEC e FEC.

Este trabalho está organizado da forma descrita a seguir:

No Capítulo 2 são apresentadas as principais características dos modelos e técnicas de solução utilizados para resolver o PSDEE presentes na literatura especializada e uma revisão bibliográfica dos trabalhos consultados que abordam o assunto.

No Capítulo 3 é apresentado o modelo matemático do PSDEE proposto para o desenvolvimento da pesquisa. É abordado também como o modelo apresentado é resolvido pelo algoritmo genético especializado e o fluxo de carga de varredura utilizado no trabalho.

No Capítulo 4 são abordados os aspectos teóricos relacionados aos Algoritmos Genéticos de Chu-Beasley e a metodologia utilizada para implementação do algoritmo desenvolvido para resolver o problema de PSDEE.

No Capítulo 5 é apresentado um texto introdutório sobre confiabilidade no sistema de energia elétrica, as definições e metodologia utilizada para os cálculos dos índices de continuidade DIC, FIC, DEC e FEC.

No Capítulo 6 são apresentados os resultados obtidos pela metodologia proposta em três etapas: Na primeira os resultados obtidos com o planejamento estático considerando somente as restrições operacionais do sistema (Sistema de 23 e 136 barras); na segunda os resultados do planejamento multiestágio dinâmico considerando as mesmas restrições da etapa anterior (sistemas de 54 e 417 barras) e a terceira os resultados obtidos ao se realizar o planejamento multiestágio dinâmico considerando tanto as restrições operacionais como as relacionadas com a confiabilidade do sistema (sistema de 27 barras).

Finalmente, no Capítulo 6, são apresentadas as considerações sobre o desenvolvimento da pesquisa e perspectivas de trabalhos futuros.

No Apêndice A é apresentada a referência do artigo publicado em anais de um evento internacional relacionado à pesquisa desenvolvida.

Nos Anexos B, C, D, E e F são apresentados os dados dos sistemas testes utilizados para o desenvolvimento do trabalho.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA SOBRE O PSDEE

Neste capítulo são apresentadas as principais características dos modelos matemáticos e das técnicas de solução presentes na literatura especializada para resolver o problema do PSDEE e uma revisão bibliográfica dos trabalhos consultados para o desenvolvimento da pesquisa.

2.1 PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Em termos gerais, o planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica (PSDEE) tem como objetivo projetar um sistema que atenda de forma confiável a crescente demanda de energia elétrica em um determinado período de tempo, com o mínimo custo possível, sendo respeitadas as condições físicas, operacionais, financeiras e as particularidades do contexto em que está sendo planejado. Nesse sentido, a solução do PSDEE deve indicar onde, quando e quais modificações devem ser realizadas nos ramos e subestações de um sistema ao longo do horizonte de planejamento. Para atingir tais objetivos muitas são as pesquisas desenvolvidas na área de planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica e diferenciados modelos e técnicas de solução podem ser encontrados na literatura especializada sobre o tema.

O problema de PSDEE clássico considera que a topologia inicial e os dados de demandas futuras em cada barra de consumo são conhecidos. Assim, resolver este problema consiste em determinar, entre um conjunto pré-definido de ramos e subestações candidatas, quando e quais construções, substituições e ampliações devem ser realizadas de forma a minimizar os custos de investimento e de operação para um determinado tempo satisfazendo um conjunto de restrições operacionais, físicas e financeiras (OLIVEIRA, 2010).

Por outro lado, as pesquisas da literatura disponível sobre PSDEE mostram uma tendência na formulação de modelos e metodologias que visam encontrar um plano de expansão otimizado com características que favoreçam as condições de confiabilidade do sistema. Estas características estão presentes em trabalho como: Skok, Krajcar e Skrlec (2005) que propôs um planejamento com configurações com malhas abertas estruturadas, para possibilitar a reconfiguração em situações de contingência; em Lotero e Contreras (2011) que realizou a avaliação dos índices de continuidade da rede de um conjunto de soluções encontradas na etapa de planejamento, adotando como conhecidas as taxas do número e duração de interrupções; em Souza (2013) que desenvolveu uma metodologia para a alocação de chaves para realizar a restauração da rede em condições de contingências; em Miranda, Ranito e Proença (1994) e Miguez et al. (2002) que inseriram os custos associados com o grau de confiabilidade na função objetivo; em Carrano et

al. (2006), que também propôs um modelo multiobjetivo em que as funções custos com investimento e operação e custo com faltas são tratados simultaneamente; em Bernal-Agustín (1998), Ramirez-Rosado e Bernal-Agustin (2001), Cossi (2008), Pereira-Junior (2014) e Pádua (2014) que desenvolveram modelos multiobjetivo que tratam o problema de planejamento em conjunto com a confiabilidade mensurada com base no custo de energia não suprida.

2.2 MODELOS DE PSDEE

Os modelos mais frequentemente utilizados na literatura tem como objetivo minimizar os custos com investimentos e custos operacionais. Os custos com investimentos geralmente estão associados com a construção e/ou recondutoramento de circuitos e construção e/ou ampliação de subestações. Podem ser encontrados na literatura vários trabalhos que tem como foco principal somente a alocação e dimensionamento de circuitos, sendo conhecidas à priori a localização e a potência da subestação, como em Adams e Laughton (1974). Outros trabalhos centram esforços na alocação e dimensionamento de subestações como em Crawford e Holt (1974).

Os custos operacionais mais frequentemente utilizados na literatura consideram as perdas resistivas anuais, mas há trabalhos como o de Oliveira (2010) e Souza (2011) que em conjunto com os custos com perdas são considerados também os custos com operação das subestações (proporcional ao quadrado da potência aparente fornecida pela subestação ao sistema).

Outros elementos considerados na função objetivo para avaliar os custos de cada proposta de solução para o PSDEE, adicionados aos custos usuais encontrados na literatura, são: custo da alocação de chaves de manobras e ramais de interconexão entre alimentadores, custo da energia não suprida, custo de banco de capacitores, reguladores de tensão e geração distribuída.

O planejamento da expansão pode ser realizado em um único período (planejamento estático), como pode ser dividido em várias etapas de acordo com o crescimento gradativo da demanda (planejamento multiestágio). No planejamento estático é encontrado o plano otimizado de expansão em uma única etapa e a previsão de demanda corresponde à do final do período de planejamento. No planejamento multiestágio as ações do planejamento são realizadas em diferentes estágios ao longo do horizonte de planejamento, de acordo com a previsão de demanda para cada período considerado e pode ser *dinâmico* ou *pseudodinâmico*. O planejamento *dinâmico* considera que as ações do planejamento ocorrem de forma coordenada entre os estágios, enquanto o planejamento *pseudodinâmico*, resolve o problema do planejamento para cada estágio como se fosse estático e o próximo estágio é inicializado com a solução do estágio anterior (COSSI, 2008). É importante destacar que, como o planejamento é realizado para um horizonte de tempo que pode ser de vários anos, os valores da função objetivo que se pretende otimizar devem ser atualizados ao valor presente utilizando as taxas de juros do mercado.

Diante das características das restrições e dos custos com perdas, geralmente modelado

como proporcional ao quadrado da corrente que passa pelos circuitos, o problema de PSDEE é um PNLIM. Se os custos com perdas forem linearizados, este modelo simplificado permite a solução do modelo equivalente com menor esforço computacional em relação à solução dos modelos não lineares. Em Souza (2013) e Lotero e Contreras (2011) são obtidos modelos aproximados dos modelos não lineares e o problema é resolvido como um problema de programação linear inteiro misto (PLIM) por um *software* comercial.

As restrições do problema de PSDEE, segundo Oliveira (2010), podem ser classificadas como físicas, operacionais e de investimento:

- *Restrições físicas*: Estas restrições estão relacionadas à capacidade dos componentes do sistema, como: limite de fluxo de potência aparente nos circuitos, potência máxima fornecida pela subestação, dentre outras.
- *Restrições operacionais*: São determinadas pela operação do sistema, tais como: limite de tensão nos nós, duplicidade de circuitos no mesmo ramo, radialidade etc.
- *Restrições de Investimento*: Restrições impostas pela empresa em função do orçamento, capacidade de subestações etc.

As restrições usualmente utilizadas no modelo do PSDEE são: balanço de potência ou de corrente nas barras, limite de tensão nas barras, capacidade de potência dos circuitos e das subestações, condições de radialidade, condições de escolha de uma única opção para as variáveis de decisão.

Outro aspecto diferenciado nos trabalhos refere-se ao número de funções objetivo utilizadas no modelo (mono ou multiobjetivo). O modelo mono-objetivo possui uma única função objetivo, enquanto o modelo multiobjetivo é composta por mais de uma função objetivo que são otimizadas simultaneamente. Na otimização mono-objetivo se trabalha no espaço das variáveis e se encontra uma única solução otimizada no espaço dos objetivos, enquanto na multiobjetivo se trabalha no espaço das variáveis e dos objetivos e como solução pode ser encontrado um conjunto de soluções (RENDÓN; ZULUAGA; OCAMPO, 2008).

2.3 TÉCNICAS DE SOLUÇÃO DO PSDEE

As metodologias utilizadas para se resolver o problema de PSDEE podem ser agrupadas em: técnicas de otimização clássicas, técnicas heurísticas e metaheurísticas. A seguir, são apresentadas as principais características destas técnicas de solução e as respectivas pesquisas desenvolvidas na área presentes na literatura.

2.3.1 Técnicas Clássicas de Otimização

Os métodos clássicos de otimização utilizados no PSDEE estão baseados em técnicas de programação matemática com destaque para a programação linear inteiro misto (PLIM), a pro-

gramação não-linear (PNL) e a programação linear (PL).

Segundo Haffner et al. (2006) a abordagem do problema na perspectiva da PLIM tem se revelado atrativa, pois reduz o esforço computacional comparada com os modelos não lineares e ainda garante a otimalidade do modelo correspondente. Dentre as técnicas mais utilizadas na literatura destaca-se o algoritmo *Branch and Bound*, que é um algoritmo enumerativo utilizado para resolver problemas combinatoriais deste tipo. O algoritmo B&B resolve um problema de PLIM utilizando um conjunto de subproblemas de programação linear, relaxando as condições de integralidade das variáveis do problema (OLIVEIRA, 2010). Este algoritmo foi utilizado em Adams e Laughton (1974), Gönen e Foote (1981), Boardman e Meckiff (1985), Paiva et al. (2005), Haffner et al. (2006), Haffner et al. (2008a) e Haffner et al. (2008b). Outro algoritmo desenvolvido na última década e utilizado em Oliveira (2010) é o B&B não linear que resolve diretamente os problemas de PNLIM.

2.3.2 Técnicas Heurísticas

As técnicas heurísticas são algoritmos que utilizam procedimentos simples e rápidos e encontram soluções de boa qualidade com esforço computacional relativamente pequeno. As heurísticas consideradas construtivas são técnicas que escolhem sequencialmente cada elemento para compor uma solução e o critério de escolha de cada elemento depende da função de avaliação adotada. Como exemplo podemos citar o chamado algoritmo guloso (*greedy*), que consiste em escolher em cada passo o elemento que produz o maior benefício local, orientado por uma função gulosa que escolhe o benefício da inserção de cada elemento na solução (RENDÓN; ZULUAGA; OCAMPO, 2008).

Nas pesquisas da área de PSDEE, os Algoritmos Heurísticos Construtivos (AHC) são frequentemente utilizados como auxiliares ou como pontos de partida para a implementação de outras técnicas, pois geralmente são soluções de boa qualidade, porém dificilmente encontram o ótimo global do problema, principalmente em problemas de grande porte de sistemas elétricos de potência. Na literatura, Lavorato et al. (2010) propõe um AHC para o problema de PSDEE e em Souza (2011) é utilizado um AHC para gerar uma solução inicial para posteriormente aplicar uma metaheurística. Outro algoritmo heurístico utilizado em Goswami (1997) e Miguez et al. (2002) para resolver o problema de PSDEE é o *branch-exchange*, que em termos gerais consiste na técnica de troca de ramos.

2.3.3 Metaheurísticas

As metaheurísticas são algoritmos que possuem estratégias que evitam a convergência prematura em ótimos locais no processo de busca da melhor solução de um problema de otimização. Estas técnicas são utilizadas para resolver problemas combinatoriais complexos e ga-

nharam espaço nas pesquisas nas últimas décadas pela facilidade em tratar os problemas não lineares e inserir novas restrições ao modelo, embora não seja garantida a otimalidade da solução obtida. Em especial, os algoritmos de busca através da vizinhança, como o *Simulated Annealing* (SA), *Tabu Search* (TS) e GRASP, partem de uma solução inicial e usando um mecanismo de transição adequado, passam de uma solução atual para a melhor solução vizinha. O processo é repetido de acordo com a lógica de cada algoritmo até ser satisfeito o critério de parada. Durante este processo, a melhor solução (incumbente) vai sendo armazenada e ao final esta é a solução obtida pelo algoritmo para o problema. Na literatura foram encontrados vários trabalhos que utilizaram as metaheurísticas para resolver o problema de PSDEE, dentre eles podemos citar:

- *Algoritmos Genéticos* em Bernal-Agustín (1998), Miranda, Ranito e Proença (1994), Carrano et al. (2006), Najafi et al. (2009) e Camargo, Lavorato e Romero (2013);
- *Simulated Annealing* em Jonnavithula e Billinton (1996), Parada et al. (2004) e Nahman e Peric (2008);
- *Colônia de Formigas* em Gomez et al. (2004);
- *Tabu Search* em Baykasoglu, Owen e Gindy (1999), Cossi (2008), Baquero (2012) e Pereira-Junior (2014);
- *Particle swarm optimization* (PSO) em Ganguly, Sahoo e Das (2009);
- *Busca em Vizinhança Variável* (VNS) em Souza (2011);
- *Busca Dispersa* em Pádua (2014).

2.4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

De acordo com Bernal-Agustín (1998) o primeiro trabalho sobre PSDEE registrado na literatura foi o de Knight (1960) que propôs a utilização da programação inteira para resolver o problema. Em Bernal-Agustín (1998) pode ser encontrada uma revisão bibliográfica dos trabalhos desenvolvidos sobre o assunto até o ano de 1997.

Diante da quantidade expressiva de estudos relacionados ao PSDEE encontrados na literatura, são apresentados a seguir, resumidamente, somente os trabalhos consultados durante o desenvolvimento da presente pesquisa.

Em Adams e Laughton (1974) foi proposto um modelo de programação linear inteira mista mono-objetivo para o PSDEE para obter a alocação e dimensionamento dos circuitos, sendo conhecidas a localização e a potência da subestação. A função objetivo a ser minimizada consiste nos custos com construção de circuitos e perdas resistivas. A função que representa as perdas

é não linear, a qual é linearizada e o modelo resultante é resolvido pelo Algoritmo *Branch & Bound*.

Na literatura há vários trabalhos que tomam a subestação como elemento principal do PS-DEE, como em Crawford e Holt (1974) que propôs um modelo mono-objetivo para obter a melhor localização, dimensão e a região de serviço das subestações. O trabalho em referência utilizou um modelo de programação inteira para minimizar a soma dos produtos das distâncias das subestações até os pontos de carga pela respectiva potência fornecida para este ponto pela subestação.

A partir da década de 1990 são encontradas com bastante frequência na literatura especializada as heurísticas e metaheurísticas como técnica de solução para resolver o planejamento do sistema de distribuição de energia elétrica.

Em Miranda, Ranito e Proença (1994) foi utilizado o algoritmo genético para resolver o problema do PSDEE modelado como um PNLIM mono-objetivo e multiestágio. O modelo visa minimizar os custos com investimentos, perdas e custos associados com o grau de confiabilidade e desvio de tensão das barras do sistema. O horizonte de planejamento foi dividido em três estágios de planejamento, sendo classificado pela literatura como *pseudodinâmico*. O modelo e o algoritmo são testados em um sistema de 54 barras, o qual foi posteriormente utilizado em várias pesquisas presentes na literatura.

No trabalho de Goswami (1997) o problema de PSDEE foi modelado como um PNLIM cujo objetivo foi minimizar os custos com investimentos e com as perdas resistivas do sistema. Para resolver o problema foi utilizado uma técnica heurística denominada de *Branch Exchange*. Inicialmente é gerada uma solução de topologia radial por meio de conexões uma a uma das barras às subestações previamente determinadas, seguindo critérios associados com a distância entre cada barra e as subestações. A técnica de troca de ramos, consiste em adicionar um ramo não pertencente a uma topologia radial que resulta na formação de uma malha na configuração presente e a seguir é escolhido um ramo para ser retirado do sistema e produzir soluções de melhor qualidade. As trocas de ramos ocorrem em duas etapas: realizando troca de ramos entre ramos ligados na mesma subestação (intrazona) e entre ramos ligados em subestações adjacentes (interzona).

Em Bernal-Agustín (1998) foi utilizado o Algoritmo Genético para resolver o problema do PSDEE mono e multiobjetivo, numa formulação não linear, com o objetivo de minimizar os custos de investimentos e operação da rede e adicionalmente foram incluídos os custos com confiabilidade, por meio da avaliação da energia não suprida (ENS). A codificação do trabalho é inteira, com duas sequências de caracteres, a primeira se relaciona aos circuitos e a segunda às subestações, que permite a inserção de vários tipos de condutores e capacidades de subestações. Com o modelo proposto foi possível realizar tanto o planejamento estático como o multiestágio.

Em Miguez et al. (2002) foi proposta uma versão melhorada da técnica heurística de *Branch Exchange*, com o objetivo de obter a configuração ideal dos alimentadores de média tensão e a potência instalada nas subestações, sendo conhecidas a localização geográfica dos pontos de carga e das subestação e a demanda de potência dos consumidores. O problema foi modelado como um PNLIM que teve como objetivo minimizar os custos de investimento com infraestrutura e com perdas de potência ativa, bem como os custos com a confiabilidade mensurado com base no somatório dos produtos entre o coeficiente do custo com confiabilidade, o fluxo de corrente em cada circuito e seus respectivos comprimentos. Os cálculos de confiabilidade foram feitos considerando apenas o disjuntor colocado na saída da subestação. As restrições consideradas para o problema são: limite da queda de tensão ocorrida nos ramos, a radialidade e o número máximo anual de interrupções permitidas.

Em Ramirez-Rosado e Bernal-Agustin (2001) foi proposta uma metodologia de otimização multiobjetivo não linear inteiro misto, para minimizar os custos com investimentos (fixos e variáveis) e confiabilidade do sistema, simultaneamente. Para mensurar a confiabilidade do sistema foi utilizado o conceito de subestações e alimentadores fictícios que fornecem a energia não suprida no caso de falta no sistema. A técnica de solução utilizada para resolver o problema é um algoritmo evolutivo multiobjetivo.

Em Skok, Krajcar e Skrlec (2005) foi proposto um planejamento multiestágio com malhas abertas estruturadas, incluindo geração distribuída conectada à rede sob condições de incerteza. Como técnica de solução foram utilizados dois algoritmos evolucionários interdependentes (um mestre e outro escravo) para resolver simultaneamente o problema com custos usualmente utilizados no planejamento e com a confiabilidade alcançada. A confiabilidade foi tratada no modelo de forma explícita com base na avaliação econômica dos índices de confiabilidade ENS, FEC e DEC e de forma implícita na escolha da configuração que indica os locais ideais para se alocar os ramais de reserva para atingir o melhor grau de confiabilidade com menor custo de investimento e operação. A metodologia foi testada em um sistema baseado nos dados reais de distribuição de uma cidade.

Em Carrano et al. (2006) foi apresentado um modelo matemático multiobjetivo para o problema de PSDEE, com duas funções objetivo, a primeira está relacionada com os custos monetários com investimentos com circuitos e subestações, manutenção e operação e a segunda com os custos com as interrupções (número e tempo de duração). Para resolver o problema foi utilizado um algoritmo genético multiobjetivo e os conceitos da fronteira ótima de Pareto.

Em Cossi (2008) foi proposto um planejamento integrado do sistema de distribuição primário (média tensão) e secundário (baixa tensão). O modelo de planejamento do sistema de distribuição primário foi abordado como um problema de programação não linear inteiro misto (PNLIM) estático multi-objetivo, com duas funções objetivos, uma relacionada com custos com construção/recondutoramento dos circuitos, ampliação/construção de subestações, alocação de

chaves e ramais de interconexão entre os alimentadores e perdas resistivas e a outra com a confiabilidade do sistema por meio dos custos de energia não suprida. Como técnica de solução para o problema foi utilizado um algoritmo Tabu Search (TS) reativo em que os múltiplos objetivos são considerados utilizando os conceitos de soluções não dominadas para encontrar a fronteira ótima de Pareto. Para o planejamento dos circuitos secundários o modelo é formulado também como um (PNLIM) resolvido por um algoritmo TS, em três etapas: a primeira refere-se ao balanceamento das cargas nas fases do circuito, a segunda está relacionada a alocação, capacidade e quantidade de transformadores que comporão a rede e a terceira define as rotas e o tipo dos condutores dos circuitos secundários. Para integrar o planejamento dos sistemas de média e baixa tensão foi utilizada uma técnica heurística orientada por um conjunto de regras usualmente utilizadas para se realizar as conexões entre a rede primária e a secundária do sistema de distribuição de energia elétrica.

Em Oliveira (2010) foi apresentado um modelo de planejamento do sistema de distribuição de energia elétrica estático integrado com instalação de capacitores e reguladores de tensão, com o objetivo de minimizar os custos com: construção/repotenciação de subestações, construção/recondutoramento de circuitos, perdas ativas, operação das subestações, instalação de banco de capacitores fixos e de reguladores de tensão. O problema é modelado como um PNLIM e para resolvê-lo foram implementados um AHC e um Algoritmo *Branch and Bound* não linear.

Em Lotero e Contreras (2011) foi apresentado uma formulação para o problema de PSDEE multiestágio. A função objetivo a ser minimizada é o valor presente líquido dos custos com adição/recondutoramento de circuitos e instalação/ampliação de subestações, operação associado as perdas resistivas nos circuitos e subestação e manutenção da rede. A função não linear foi aproximada em partes por uma função linear, resultando em um modelo linear inteiro misto que é resolvido usando o *solver* (GAMS/CPLEX). O modelo encontra um conjunto de soluções para o PSDEE e em seguida são determinados os índices de confiabilidade CIF (*Customer Interruption Frequency*), CID (*Customer Interruption Duration*), EENS (*Expected Energy Not Served*), SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*), SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*), ASAI (*Average System Availability Index*) para cada estágio do horizonte de planejamento das soluções encontradas. São calculados os custos associados à violação dos valores dos referidos indicadores tomando como referência os limites estabelecidos pelo órgão regulador.

Em Souza (2011) foi apresentado um modelo que visa minimizar os custos com investimento fixos (adição/recondutoramento de circuitos e ampliação/construção de subestações) e investimentos variáveis (perdas e operação da subestação) para o problema de PSDEE em uma única etapa no horizonte de planejamento, sujeito às restrições físicas e operacionais. Para obter o plano otimizado de expansão o processo de solução inicia com uma solução de boa qualidade

obtida por um AHC e a seguir é aplicada a metaheurística de Busca em Vizinhança Variável (VNS). A metodologia foi testada para os sistemas de 23, 54, 136, 202 e 417 barras.

Em Baquero (2012) foi proposta uma metodologia para resolver o problema de PSDEE baseada em uma estratégia de decomposição em subproblemas de seleção das subestações, solução de problemas de reconfiguração e seleção de condutores dependentes. O problema foi modelado como um PNLIM mono-objetivo que permite realizar tanto o planejamento estático como o multiestágio (pseudodinâmico e dinâmico). Para resolver o modelo foi utilizada a metaheurística *Busca Tabu* em conjunto com algoritmos heurísticos especializados desenvolvidos para cada subproblema. As ações previstas para o planejamento são: construção e/ou ampliação de capacidade das subestações, alocação e dimensionamento dos circuitos. O modelo utilizado teve como objetivo minimizar os custos com construção e/ou recondutoramento de circuitos, ampliação e/ou construção de subestações e custos anuais com perdas de energia resistiva atendendo as restrições físicas e operacionais. Foram testados os sistemas de 54 e 417 barras na perspectiva do planejamento estático, pseudodinâmico e dinâmico. A estratégia de decomposição em subproblemas permitiu o uso de programação paralela que reduziu significativamente o tempo computacional usualmente utilizado para resolver problemas desta natureza.

Em Pereira-Junior (2014) foram propostos modelos de planejamentos da expansão a curto e a longo prazo modelados como um PNLIM multiobjetivo. O modelo de curto prazo utilizado considera as ações usualmente utilizadas pelas concessionárias, isto é, a alocação de banco de capacitores, reguladores de tensão e recondutoramento dos circuitos existentes. Este modelo é composto por duas funções objetivo, a primeira busca manter o mais próximo possível os níveis de tensão das barras da tensão de referência e a segunda está relacionada com custos com instalação de banco de capacitores, reguladores de tensão, recondutoramento de circuitos existentes e custos com as perdas de energia. Como técnica de solução foi utilizado o Algoritmo Genético multiobjetivo especializado.

As ações ao longo prazo consideradas são: a reponteciação e/ou construção de subestações, construção e/ou recondutoramento de circuitos, possibilidade de reconfiguração da rede; alocação de chaves de manobras, construção de ramais de interconexão e alocação de geradores distribuídos. O horizonte de planejamento foi dividido em estágios, que foi resolvido na perspectiva do planejamento multiestágio dinâmico. Foram consideradas duas funções objetivo, a primeira está relacionada com os custos de investimento fixos e variáveis relacionada às ações ao longo prazo e a segunda se refere à confiabilidade do sistema com base no custo de energia não suprida. Este modelo foi resolvido por meio do algoritmo Busca Tabu multiobjetivo utilizando os conceitos de soluções não dominadas para encontrar a fronteira ótima de Pareto.

Em Souza (2013) foi apresentada uma metodologia para resolver o problema de PSDEE utilizando sequencialmente dois modelos formulados como de programação linear binária mista, que são resolvidos por técnicas de otimização clássica. Na primeira etapa foi encontrado o me-

lhor plano de expansão para os custos relacionados com investimentos e operação e na segunda etapa, visando garantir um bom nível de confiabilidade do sistema, buscou-se o melhor plano de expansão considerando os custos com energia não distribuída, custos com alocação de chaves e ramais de interconexões entre alimentadores para realizar a restauração da rede em condições de contingências.

Em Pádua (2014) foi utilizado o Algoritmo Busca Dispersa para resolver três modelos do PSDEE formulados como PNLIM. O primeiro modelo realiza o planejamento a curto prazo permitindo ações como construção e/ou recondutoramento dos circuitos e instalação e /ou ampliação de capacidade das subestações. Este modelo é estático mono-objetivo e visa definir quais circuitos serão construídos e/ou reconduzidos e quais subestações serão construídas e/ou terão sua capacidade ampliada com menor custo sujeito a um conjunto de restrições físicas, operacionais e econômicas. O segundo modelo também é mono-objetivo e o planejamento realizado é multiestágio dinâmico sendo que as ações consideradas são as mesmas do primeiro modelo com o adicional que define quando estas ações serão realizadas. O terceiro modelo formulado é multiestágio (dinâmico) e multiobjetivo com o objetivo de inserir a confiabilidade no problema mensurada com base nos custos da energia não suprida. Os modelos propostos são resolvidos por meio da metaheurística Busca Dispersa e foram testados os sistemas de 54 e 417 barras.

Neste capítulo foram apresentadas as principais referências pesquisadas durante o desenvolvimento deste trabalho. A revisão da literatura realizada permitiu caracterizar como as pesquisas realizadas até o momento vêm tratando os modelos e técnicas de solução para resolver o problema de PSDEE. No próximo capítulo é apresentado o modelo matemático utilizado neste trabalho.

3 MODELO MATEMÁTICO PARA O PROBLEMA DO PSDEE

Neste capítulo é apresentado o modelo matemático do planejamento multiestágio da expansão do sistema de distribuição de energia elétrica que foi utilizado para o desenvolvimento deste trabalho, bem como os mecanismos que serão utilizados para resolvê-lo. Adicionalmente são abordados os conceitos teóricos referentes ao fluxo de carga de sistemas radiais de varredura.

3.1 PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O problema do PSDEE visa determinar as alterações que devem ser realizadas no sistema para atender as condições de demanda futura, satisfazendo aos critérios técnicos de operação e segurança com o mínimo custo econômico (BAQUERO, 2012).

Dada a sua natureza, o problema de PSDEE é modelado como um problema de PNLIM, cujo objetivo é minimizar os custos de investimentos e de operação do sistema, sujeito a um conjunto de restrições lineares e não lineares relacionados às condições físicas, operacionais e de confiabilidade do sistema.

O modelo de planejamento proposto neste trabalho é multiestágio do tipo dinâmico que indica onde, quando e quais ações de planejamento devem ser realizadas ao longo do horizonte especificado. Este tipo de planejamento permite dividir o horizonte de planejamento em várias etapas para que os investimentos sejam distribuídos de acordo com a demanda prevista para cada período, o que resulta em tomadas de decisões de forma coordenada entre estágios diferentes. As variáveis inteiras representam a construção/recondutoramento de circuitos e a construção/repotenciação de subestações e as variáveis contínuas estão associadas às variáveis relacionadas ao estado de operação da rede de energia elétrica. Como o processo é realizado ao longo do horizonte de planejamento, os custos são atualizados em valores equivalentes numa mesma data de referência para que seja possível compará-los.

As possibilidades de alterações nos ramos e subestações em qualquer um dos estágios do horizonte de planejamento são: construção de novos circuitos ou recondutoramento ou desconexão de circuitos existentes, ampliação de capacidade de subestações existentes ou construção de novas subestações.

Esta formulação foi elaborada baseando-se nos trabalhos de Oliveira (2010), Baquero (2012), Haffner et al. (2006) e Bernal-Agustín (1998) no que se refere a função objetivo e às restrições técnicas e operacionais. Como diferencial deste trabalho, foram acrescentadas ao modelo usual

as restrições relacionadas com a confiabilidade expressas pelas Equações (14) a (17) por meio da avaliação dos índices de continuidade do sistema.

3.2 MODELO MATEMÁTICO DO PSDEE

O modelo utilizado para resolver o problema de PSDEE apresentado a seguir, é composto pela função objetivo representada pela Equação (1) sujeitas as restrições de (2) a (17).

$$\min f = \sum_{t=1}^T \underbrace{\frac{1}{(1+I)^{p(t)}}}_{TVP} \left[\underbrace{\sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} (c_{ij,a,t} n_{ij,a,t} l_{ij})}_{IC} + \underbrace{\sum_{i \in \Omega_{bs}} \sum_{b \in \Omega_{ts}} (c_{si,b} m_{i,b,t})}_{IS} + \underbrace{\delta_{lt} \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} \beta_{ij,a,t} g_{ij,a} (V_{i,t}^2 + V_{j,t}^2 - 2V_{i,t} V_{j,t} \cos \theta_{ij,t})}_{CP} + \underbrace{\delta_{st} \sum_{i \in \Omega_{bs}} \alpha_{i,b,t} (P_{Si,t}^2 + Q_{Si,t}^2)}_{CO} \right] \quad (1)$$

s.a.

$$P_{i,t} - P_{Si,t} + P_{Di,t} = 0 \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in T' \quad (2)$$

$$Q_{i,t} - Q_{Si,t} + Q_{Di,t} = 0 \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in T' \quad (3)$$

$$V_{min} \leq V_{i,t} \leq V_{max} \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in T' \quad (4)$$

$$P_{Si,t}^2 + Q_{Si,t}^2 \leq (m_{i,b,t} \bar{S}_{i,b})^2 \quad \forall i \in \Omega_{bs}, \forall b \in \Omega_{ts}, \forall t \in T' \quad (5)$$

$$P_{ij,a,t}^2 + Q_{ij,a,t}^2 \leq (\beta_{ij,a,t} \bar{S}_{ij,a})^2 \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall a \in \Omega_a, \forall t \in T' \quad (6)$$

$$\sum_{a \in \Omega_a} n_{ij,a,t} \leq 1 \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in T' \quad (7)$$

$$\sum_{b \in \Omega_{ts}} m_{i,b,t} \leq 1 \quad \forall i \in \Omega_{bs}, \forall t \in T' \quad (8)$$

$$n_{ij,a,t} \in \{0, 1\} \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall a \in \Omega_a, \forall t \in T' \quad (9)$$

$$m_{i,b,t} \in \{0, 1\} \quad \forall i \in \Omega_{bs}, \forall b \in \Omega_{ts}, \forall t \in T' \quad (10)$$

$$\sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} \beta_{ij,a,t} = n_b - n_{bs} \quad \forall t \in T' \quad (11)$$

$$\beta_{ij,a,t} \leq \sum_{h=1}^t n_{ij,a,h} \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall a \in \Omega_a, \forall t \in T' \quad (12)$$

$$\alpha_{i,b,t} \leq \sum_{h=1}^t m_{i,b,h} \quad \forall i \in \Omega_{bs}, \forall b \in \Omega_{ts}, \forall t \in T' \quad (13)$$

$$FIC_{i,t} \leq FIC_p \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in T' \quad (14)$$

$$DIC_{i,t} \leq DIC_p \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in T' \quad (15)$$

$$FEC_{k,t} \leq FEC_p \quad \forall k \in \Omega_{al}, \forall t \in T' \quad (16)$$

$$DEC_{k,t} \leq DEC_p \quad \forall k \in \Omega_{al}, \forall t \in T' \quad (17)$$

A função objetivo (1) corresponde a minimização do valor presente líquido dos custos fixos referentes aos investimentos com construção/recondutoramento de circuitos (IC) e construção/repotenciação de subestações (IS), mais os custos de operação que estão relacionados aos custos de perdas ativas nos ramos (CP) e de operação nas subestações (CO), considerando os T estágios do horizonte de planejamento.

O fator (TVP) atualiza os custos de investimentos e de operação de cada estágio t ao valor presente, sendo I a taxa de juros e $p(t)$ o ano de início do estágio t a partir de um referencial adotado como base.

As variáveis de decisão $n_{ij,a,t}$ e $m_{i,b,t}$ indicam respectivamente, as alterações ocorridas nos ramos do sistema (construção de novos ou recondutoramento de ramos pré-existentes) e nas barras do sistema (construção ou ampliação de capacidade de subestações). As variáveis $\alpha_{i,b,t}$ e $\beta_{ij,a,t}$ são as variáveis que indicam respectivamente, se a subestação i e o ramo ij estão ativos no estágio t .

Os valores de δ_{l_t} e δ_{s_t} são determinados respectivamente, pelas Equações (18) e (19) apresentadas a seguir:

$$\delta_{l_t} = c_e \phi_l 8760 \sum_{p=1}^{np(t)} \frac{1}{(1+I)^p} \quad (18)$$

$$\delta_{s_t} = c_{op} \phi_s 8760 \sum_{p=1}^{np(t)} \frac{1}{(1+I)^p} \quad (19)$$

sendo c_e o custo do kWh, $np(t)$ a duração em anos do estágio t , I a taxa de juros, c_{op} o custo do kVA²h e os fatores de perdas ϕ_l e ϕ_s são determinadas com a relação entre as perdas médias e as perdas máximas, em um determinado período de tempo (OLIVEIRA, 2010). Quanto às restrições de natureza técnica e operacionais do modelo, as restrições (2) e (3) representam as equações de balanço de potência ativa e reativa, em que $P_{i,t}$ e $Q_{i,t}$ no estágio t calculadas pelas equações (20) e (21), respectivamente.

$$P_{i,t} = V_{i,t} \sum_{j \in \Omega_b} V_{j,t} \beta_{ij,a,t} (G_{ij} \cos \theta_{ij,t} + B_{ij} \sin \theta_{ij,t}) \quad (20)$$

$$Q_{i,t} = V_{i,t} \sum_{j \in \Omega_b} V_{j,t} \beta_{ij,a,t} (G_{ij} \sin \theta_{ij,t} - B_{ij} \cos \theta_{ij,t}) \quad (21)$$

Sendo $V_{i,t}$ a magnitude da tensão da barra i no estágio t , $\theta_{ij,t} = \theta_{i,t} - \theta_{j,t}$ representa a diferença do ângulo de fase entre as barras i e j no estágio t e G_{ij} e B_{ij} são respectivamente, os elementos de condutância e susceptância que formam a matriz de admitância nodal do sistema.

A restrição (4) representa os limites da magnitude de tensão das barras i permitidos. A restrição (5) representa o limite máximo da potência aparente fornecida ao sistema pela subestação do tipo b da barra i no estágio t . A restrição (6) representa o fluxo de potência aparente máximo no circuito ij em que os fluxos de potência ativa e reativa $P_{ij,t}$ e $Q_{ij,t}$ no circuito ij no estágio t

são determinados por:

$$P_{ij,t} = V_{i,t}^2 g_{ij,a} \beta_{ij,a,t} - V_{i,t} V_{j,t} \beta_{ij,a,t} (g_{ij,a} \cos \theta_{ij,t} + b_{ij,a} \sin \theta_{ij,t}) \quad (22)$$

$$Q_{ij,t} = -V_{i,t}^2 b_{ij,a} \beta_{ij,a,t} - V_{i,t} V_{j,t} \beta_{ij,a,t} (g_{ij,a} \sin \theta_{ij,t} - b_{ij,a} \cos \theta_{ij,t}) \quad (23)$$

sendo $g_{ij,a}$ e $b_{ij,a}$ a condutância e susceptância do ramo ij do condutor do tipo a , respectivamente. As restrições (7) e (8) garantem a escolha de somente uma alternativa de alteração para os ramos e subestações, respectivamente. As restrições (9) e (10) indicam a natureza binária das variáveis de decisão para cada estágio em análise. A restrição (11) é uma condição necessária para que o sistema possua uma topologia radial, isto é, permite que todas as barras com carga estejam conectadas e que não haja laços no sistema. A restrição (11) em conjunto com as restrições (2) e (3) asseguram a radialidade do sistema, como discutido em Lavorato et al. (2012).

As restrições (14), (15), (16) e (17) relacionadas com a confiabilidade do sistema garantem que os valores dos índices de continuidade FIC (Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora), DIC (Duração de Interrupção por Unidade Consumidora) de cada barra i e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) do conjunto de consumidores k não tenham seus limites ultrapassados.

Notação:

$b_{ij,a}$	Susceptância do ramo ij de condutor do tipo a .
B_{ij}	Elemento da matriz susceptância nodal.
$c_{ij,a}$	Custo do circuito ij com condutor do tipo a que pode ser adicionado ou substituído em unidade monetária/km.
c_{op}	Custo de operação da subestação em unidade monetária/kVA ² h.
$c_{s_{i,b}}$	Custo da subestação que é adicionada ao sistema ou repotenciada.
ce	Custo de perdas de energia em unidade monetária/kWh.
$DEC_{k,t}$	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora do alimentador k no estágio t .
DEC_p	Limite estipulado para o índice DEC no estágio t .
$DIC_{i,t}$	Duração de Interrupção por Unidade Consumidora da barra i no estágio t .
DIC_p	Limite estipulado para o índice DIC no estágio t .
$FEC_{k,t}$	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora do alimentador k no estágio t .
FEC_p	Limite estipulado para o índice FEC no estágio t .
FIC_p	Limite estipulado para o índice FIC no estágio t .
$FIC_{i,t}$	Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora da barra i no estágio t .

$g_{ij,a}$	Condutância do ramo ij do condutor do tipo a .
G_{ij}	Elemento da matriz condutância nodal.
I_{max_a}	Corrente máxima permitida no condutor do tipo a .
I	Taxa de juros.
l_{ij}	Comprimento do ramo ij .
$m_{i,b,t}$	Variável binária que indica construção/repotenciação de subestação do tipo b na barra i no estágio t .
n_{b_s}	Número de barras com subestação (existentes e propostas).
$n_{ij,a,t}$	Variável binária que indica se o circuito ij é construído ou reconduzido com condutor do tipo a no estágio t .
n_b	Número de barras do sistema.
$np(t)$	Duração em anos do estágio t .
$P_{D_{i,t}}$	Potência ativa demandada pela barra i no estágio t .
$P_{S_{i,t}}$	Potência ativa fornecida pela subestação da barra i no estágio t .
$P_{i,t}$	Potência ativa calculada na barra i no estágio t .
$P_{ij,a,t}$	Fluxo de potência ativa no condutor do tipo a que sai da barra i e vai para a barra j no estágio t .
$p(t)$	Ano de início do estágio t a partir de um referencial adotado como base (ano zero).
$Q_{D_{i,t}}$	Potência reativa demandada pela barra i no estágio t .
$Q_{S_{i,t}}$	Potência reativa fornecida pela subestação da barra i no estágio t .
$Q_{i,t}$	Potência reativa calculada na barra i no estágio t .
$Q_{ij,a,t}$	Fluxo de potência reativa no condutor do tipo a que sai da barra i e vai para a barra j no estágio t .
$\bar{S}_{i,b}$	Limite máximo da potência aparente da subestação da barra i do tipo b .
$S_{ij,a,t}$	Fluxo de potência aparente no ramo ij com condutor do tipo a no estágio t .
$\bar{S}_{ij,a}$	Fluxo de potência aparente máxima no ramo ij com condutor do tipo a .
$V_{i,t}$	Magnitude da tensão na barra i no estágio t .
V_{max}	Magnitude de tensão máxima permitida no sistema.
V_{min}	Magnitude de tensão mínima permitida no sistema.
T	Número de estágios do planejamento.
T'	$\{1, 2, \dots, T\}$.
$\alpha_{i,b,t}$	Variável binária que indica se a subestação do tipo b da barra i está ativa no estágio t .
$\beta_{ij,a,t}$	Variável binária que indica se o ramo com condutor do tipo a entre as barras i e j está ativo no estágio t .
$\theta_{ij,t}$	Diferença angular entre as barras i e j no estágio t .
ϕ_l	Fator de perdas dos circuitos.
ϕ_s	Fator de perdas das subestações.

Ω_l	Conjunto de ramos (existentes e propostos) do sistema.
Ω_a	Conjunto dos tipos de condutores.
Ω_{al}	Conjunto de alimentadores do sistema.
Ω_b	Conjunto de barras do sistema.
Ω_{bs}	Conjunto de barras com subestações (existentes e propostas) com $\Omega_{bs} \subset \Omega_b$.
Ω_f	Conjunto de direções de fluxo de potência aparente.
Ω_{fs}	Conjunto do tipo de subestações.
8760	número de horas em um ano.

3.3 ESTRATÉGIAS UTILIZADAS PARA RESOLVER O MODELO MATEMÁTICO DO PSDEE

O modelo do PSDEE resultante apresentado na Seção 3.2 é resolvido por meio de um Algoritmo Genético Especializado (AG-ESP), cuja metodologia está detalhada no Capítulo 4, em conjunto com um Algoritmo de Fluxo de Carga para Sistemas de Distribuição Radiais (AFC).

O AG-ESP, através de seus operadores genéticos e heurísticas associadas, geram soluções candidatas indicando os respectivos valores das variáveis de decisão binárias do problema. Para avaliar a factibilidade da solução gerada em relação às restrições operacionais é resolvido o problema do fluxo por meio do AFC que determina o estado da rede (tensão e ângulo de fase nas barras), valores das correntes nos ramos e o valor da potência fornecida pelas subestações ao sistema. Estes resultados também orientam a heurística de seleção e troca de condutores, a etapa de melhoria local e ainda fornece o valor das perdas resistivas para o cálculo de seus custos.

A seguir é apresentado os conceitos teóricos do fluxo de carga utilizado neste trabalho.

3.3.1 Fluxo de Carga

Considerando que a topologia do sistema de distribuição é radial e que a relação reatância/resistência depende do tipo de condutor de cada ramo, optou-se para o desenvolvimento deste trabalho o fluxo de carga de varredura similar ao utilizado em (SHIRMOHAMMADI et al., 1988), que é uma aplicação das leis de Kirchhoff de tensões e correntes. Este algoritmo é simples e eficaz, pois apresenta bom comportamento em relação à convergência e não requer muita memória computacional para a solução do problema (BAQUERO, 2012).

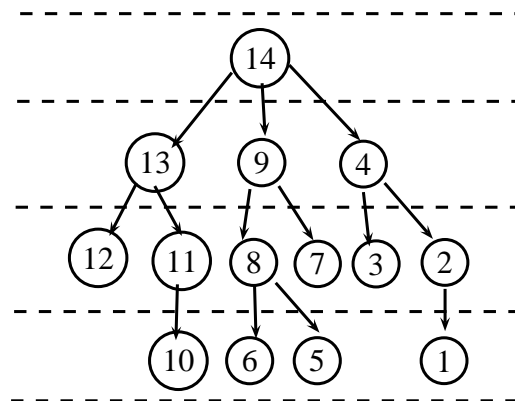
O processo é iniciado escolhendo-se um valor de tensão para as barras, usualmente o mesmo valor de tensão da subestação. O método consiste em duas etapas, a *backward* e a *forward*. No processo *backward* são calculadas as correntes nas barras e nos ramos, partindo das barras finais em direção à subestação. No processo *forward* as tensões são atualizadas com as correntes

calculadas na etapa *backward*, partindo da subestação em direção às barras mais distantes. Estes passos são repetidos até que se obtenha a convergência do método.

3.3.1.1 Renumeração das barras

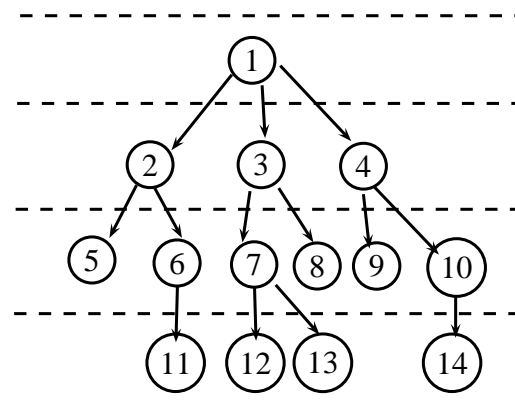
Como o método de fluxo de carga de varredura percorre da barra mais distante da subestação para as mais próximas na etapa *backward* e vice-versa na etapa *forward*, então torna-se necessário enumerar os ramos por camadas a medida que vão se afastando da barra principal. A Figura 1 ilustra a disposição das barras a partir da subestação para o sistema de 14 barras e a Figura 2 apresenta as barras devidamente renumeradas para a utilização do método.

Figura 1 - Sistema de 14 barras antes da ordenação



Fonte: Da própria autora

Figura 2 - Sistema de 14 barras ordenado.



Fonte: Da própria autora

A seguir é apresentada a formulação matemática utilizada pelo método.

3.3.1.2 Etapa Backward (varredura das correntes):

Nesta etapa são determinadas as injeções de corrente nas barras e a corrente nos ramos. Seja a tensão \dot{V}_j e a potência aparente da carga \dot{S}_j da barra j , as injeções de corrente i_j em cada barra j podem ser determinadas por:

$$i_j = \left(\frac{\dot{S}_j}{\dot{V}_j} \right)^* \quad (24)$$

Calculadas as injeções de corrente em cada barra, os fluxos de corrente nos ramos km podem ser determinados pela Eq. (25):

$$\dot{I}_{km} = \dot{I}_{d_m} + \sum_{j \in \Omega_m} \dot{I}_{jm} \quad (25)$$

onde:

\dot{I}_{km} : fasor da corrente no ramo km .

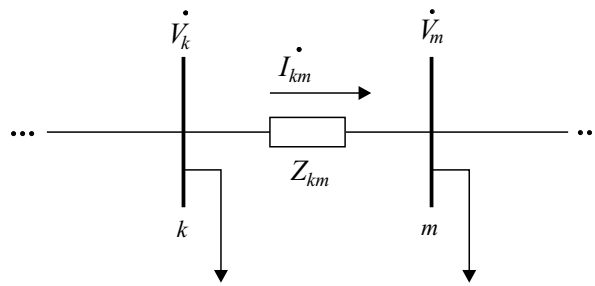
\dot{I}_{d_m} : fasor da corrente demandada na barra m .

Ω_m : conjunto de barras ligadas à barra m a sua jusante.

3.3.2 Etapa Forward (varredura de tensões)

Seja o ramo $k-m$ de um sistema de distribuição radial ilustrada pela figura 3.

Figura 3 - Ramo k-m de um sistema de distribuição radial



Fonte: Da própria autora

Sendo conhecida a tensão na barra k , a tensão da barra m pode ser determinada pela equação a seguir:

$$\dot{V}_m = \dot{V}_k - \dot{I}_{km}(r_{km} + jx_{km}) \quad (26)$$

sendo:

\dot{V}_k : fasor da tensão na barra inicial do ramo km .

\dot{V}_m : fasor da tensão na barra final do ramo km .

I_{km} : fasor da corrente no ramo km .

r_{km} : resistência do ramo km .

x_{km} : reatância do ramo km .

3.3.2.1 Cálculo das Perdas

Sendo S_{km_p} as perdas no ramo k-m da Figura 3, as perdas ativa e reativa do sistema podem ser obtidas da seguinte forma:

$$S_{km_p} = \Delta V_{km} (I_{km})^* = Z_{km} (I_{km}) (I_{km})^*$$

Sendo: $Z_{km} = r_{km} + jx_{km}$

$$S_{km_p} = (r_{km} + jx_{km}) (I_{km}) (I_{km})^*$$

$$S_{km_p} = (r_{km} + jx_{km}) (I_{km})^2$$

$$S_{km_p} = r_{km} (I_{km})^2 + jx_{km} (I_{km})^2$$

Como $S_{km_p} = P_{km_p} + jQ_{km_p}$, então as perdas ativas e reativas no sistema podem ser calculadas utilizando as equações (27) e (28) respectivamente:

$$P_t = \sum_{(k,m) \in \Omega_b} r_{km} I_{km}^2 \quad (27)$$

$$Q_t = \sum_{(k,m) \in \Omega_b} x_{km} I_{km}^2 \quad (28)$$

sendo:

P_{km_p} : Perdas ativa do ramo k-m.

Q_{km_p} : Perdas reativa do ramo k-m.

P_t : Perdas ativas totais do sistema.

Q_t : Perdas reativas totais do sistema.

Apresentada a formulação matemática que são utilizadas pelo método, após realizada a ordenação das barras, o Algoritmo de Fluxo de Carga Radial de Varredura, pode ser resumido nos seguintes passos:

1. Fixar as tensões nas barra como sendo a tensão da barra de referência e assumir $P_{per1} = 0$ e escolher a tolerância ϵ .
2. Iniciando das barras extremas, calcular as correntes das barras e dos ramos através das

Equações (24) e (25) respectivamente (etapa backward).

3. Calcular as perdas ativas do sistema usando a Eq. (27) e assumir $P_{per2} = P_t$.
4. Se $|P_{per2} - P_{per1}| \leq \epsilon$, pare porque foi atingida a convergência. Em caso contrário, fazer $P_{per1} = P_{per2}$ e passe ao passo seguinte.
5. Partindo da subestação, atualizar os valores das tensões usando os valores das correntes dos ramos determinados anteriormente (etapa forward). Volte ao passo ii.

Neste capítulo foi apresentado o modelo do problema de PSDEE utilizado neste trabalho. No próximo capítulo é apresentada a técnica de solução utilizada para resolvê-lo.

4 ALGORITMO GENÉTICO ESPECIALIZADO APLICADO AO PSDEE

Neste capítulo são abordados inicialmente os aspectos teóricos do Algoritmo Genético Tradicional (AG) e do Algoritmo Genético Modificado de Chu-Beasley (AGCB) que deram sustentação teórica-metodológica para o desenvolvimento deste trabalho. Posteriormente é apresentada de forma detalhada a metodologia utilizada para a implementação do Algoritmo Genético Especializado (AG-ESP) para resolver o problema de PSDEE.

4.1 ALGORITMO GENÉTICO TRADICIONAL E ALGORITMO GENÉTICO MODIFICADO DE CHU-BEASLEY

O Algoritmo Genético faz parte das técnicas evolutivas propostas nos anos de 1950 sendo originalmente idealizado por Holland na década de 1970. Fundamenta-se na analogia com processos naturais de evolução, na qual, dada uma população inicial, os indivíduos com características genéticas melhores têm mais chance de sobrevivência e de transmitirem seu código genético para os descendentes que serão cada vez mais adaptados, enquanto os piores tendem a desaparecer (RENDÓN; ZULUAGA; OCAMPO, 2008).

Na aplicação do AG em problemas de otimização, o processo inicia gerando uma população inicial composta por um conjunto de indivíduos (possíveis soluções candidatas para o problema a ser otimizado), geralmente utilizando funções aleatórias. Cada solução candidata da população inicial é mensurada por uma função de adaptação que indica o seu grau de qualidade para o problema a ser otimizado. A seguir, são selecionados os indivíduos que poderão reproduzir, sendo que os melhores (mais adaptados) têm maior chance de participarem desta etapa. Para a próxima etapa, os operadores genéticos, como a recombinação (*crossover*) e a mutação, são aplicados, com o objetivo de que as características de adaptação adquirida pelas gerações anteriores sejam transmitidas e que os indivíduos gerados sejam diversificados para favorecer condições para uma eficiente exploração do espaço de busca, evitando assim convergência prematura. Assim, os algoritmos genéticos são estratégias que utilizam combinações e acumulam um conhecimento histórico produzido pelos resultados que vão sendo obtidos ao longo do processo e que orienta a exploração do espaço de busca.

Resumidamente, o AG é composto das seguintes etapas:

1. Especificar os parâmetros de controle (tamanho da população, taxas de recombinação e de mutação, dentre outras);

2. Apresentar as especificidades do problema tais como: tipo de codificação e de seleção, maneira de estruturar a população inicial e manipular infactibilidades etc.;
3. Obter uma população inicial que se torna a população corrente;
4. Determinar o valor da função objetivo (*fitness*) de cada elemento da população corrente e atualizar a incumbente (melhor solução encontrada);
5. Avaliar se o critério de parada foi satisfeito, caso positivo, parar, caso contrário, ir ao passo 6;
6. Realizar a seleção;
7. Realizar a recombinação;
8. Realizar a mutação;
9. Recompôr a população corrente para a próxima geração e voltar ao passo 4.

Uma modificação estratégica do AG tradicional foi proposta no trabalho de Chu e Beasley (1997) para resolver o problema de alocação de n tarefas para m agentes denominado de *Generalized Assignment Problem*, com geralmente $n \gg m$. Trata-se de um problema linear inteiro binário multirestrito que gera muitas soluções infactíveis em função dos operadores genéticos e da geração da população inicial. Resumidamente, o (AGCB) pode ser implementado da seguinte maneira:

1. Especificar os parâmetros de controle (tamanho da população, taxas de recombinação e de mutação, dentre outras);
2. Apresentar as especificidades do problema tais como: tipo de codificação e de seleção, maneira de estruturar a população inicial e manipular infactibilidades etc.;
3. Obter uma população inicial de forma aleatória que se torna a população corrente;
4. Determinar os valores da função objetivo (*fitness*) e da infactibilidade (*unfitness*) dos indivíduos da população corrente;
5. Atualizar a incumbente (melhor solução encontrada);
6. Realizar a seleção e escolher somente duas soluções geradoras;
7. Realizar a recombinação e preservar somente um descendente;
8. Realizar a mutação do descendente preservado;
9. Implementar uma fase de melhoria local;

10. Verificar se o descendente melhorado pode entrar na população, caso positivo, substituir um elemento da população corrente e atualizar a incumbente, caso contrário, descartar a solução gerada;
11. Avaliar se o critério de parada foi satisfeito, caso positivo, parar, caso contrário, ir para o passo 6.

As principais diferenças do AGCB em relação ao AG, consiste em:

- As infactibilidades são tratadas de forma diferenciada. Os valores da função *fitness* obtidos pela função objetivo e da função *unfitness* que quantifica a infactibilidade de cada solução testada, são tratados separadamente. Os valores da *fitness* são usados na fase de seleção e substituição e os da *unfitness* na fase de substituição na troca de uma solução gerada infactível por outra de pior qualidade.
- Somente um indivíduo é substituído na população corrente em cada ciclo geracional, se este for diferente de todos os demais e melhor que o de pior qualidade da população corrente.
- Prevê uma fase de melhoria local que permite tratar o descendente antes de decidir se o indivíduo vai ou não substituir um elemento da população atual. Esta fase permite melhorar a qualidade do descendente e tratar as infactibilidades das soluções geradas pelos operadores genéticos.

Segundo Rendón, Zuluaga e Ocampo (2008), as modificações proposta no AGCB o tornou muito mais competitivo para avaliar sistemas de grande porte e complexidade.

4.2 ALGORITMO GENÉTICO ESPECIALIZADO PARA RESOLVER O PROBLEMA DE PSDEE

Neste trabalho, baseando-se no AGCB, foi implementado um Algoritmo Genético Especializado (AG-ESP) para resolver o problema de PSDEE. Considerando as particularidades do problema tratado, algumas modificações e adaptações foram inseridas na metodologia original do trabalho de Chu-Beasley como: a forma como é gerada a população inicial; as estratégias de melhoria local do descendente e a maneira empregada para a realização do controle da diversidade na população, dentre outros. A seguir são apresentadas detalhadamente cada uma das etapas de implementação do AG-ESP.

4.2.1 Codificação do Problema

4.2.1.1 Planejamento Estático

A codificação do problema é inteira para que cada solução possa retratar de forma clara e adequada as especificidades dos condutores dos circuitos a serem instalados e as capacidades escolhidas das subestações do sistema. A proposta de solução é representada por um vetor com duas sequências de caracteres, a primeira parte de tamanho n_r , representa os ramos propostos e existentes do sistema e a segunda de tamanho n_{bs} as subestações (candidatas e existentes).

Para a primeira parte da representação da solução os números inteiros maiores que zero são utilizados para indicar o tipo de condutor a ser instalado no respectivo ramo e 0 indica que o circuito não está ativo. Os condutores novos são numerados de 1 ao número de alternativas de condutores propostos que são categorizados pela capacidade de conduzir corrente. Para os condutores pré-existentes é escolhido o tipo de condutor e acrescido de 100 para distinguí-los dos novos. Por exemplo um condutor novo do tipo 2 será representado por 2, enquanto o existente será representado por 102.

Para a segunda sequência do vetor codificação o número inteiro maior que zero indica que a subestação está ativada e zero que não. As subestações são categorizadas de acordo com suas capacidades de fornecer potência. As candidatas à construção são representadas de 1 ao número de alternativas do problema, enquanto que as subestações existentes são representadas por múltiplos de 10. A subestação existente sem alteração de capacidade é representada por 10 e as que foram ampliadas em sua capacidade serão 20, 30 e assim por diante, conforme o número de alternativas de ampliação da capacidade do sistema.

Para ilustrar a codificação do planejamento estático a Figura 4 representa uma proposta de solução que indica que no ramo 1 há um condutor existente do tipo 1, nos ramos 3 e 6 foram construídos com condutor do tipo 1 e os ramos 2 e 8 foram construídos ou reconduzidos com condutores do tipo 3 e 2, respectivamente e o 4, 5 e 7 não estão ativos. Em relação às subestações, SE1 corresponde a uma subestação existente que não foi repotenciada e SE2 foi construída utilizando a alternativa com capacidade do tipo 2.

Figura 4 - Exemplo de codificação para o planejamento estático.

n_r								n_{bs}	
1	2	3	4	5	6	7	8	SE1	SE2
101	3	1	0	0	1	0	2	10	2

Fonte: Adaptado de Bernal-Agustín (1998)

4.2.1.2 Planejamento Multiestágio

Para o planejamento da expansão multiestágio a proposta de solução é representada por uma matriz de dimensão $(n_{est} \times n_t)$, sendo n_{est} o número de estágios e $n_t = n_r + n_{bs}$, sendo n_r o número de ramos e n_{bs} o número de barras com subestações (propostas e existentes). A Figura 5 ilustra uma proposta de solução de três estágios de planejamento, sendo que o ramo 1 pré-existente permaneceu com o condutor do tipo 1 nos três estágios. O ramo 8 foi construído no segundo estágio com o condutor do tipo 1 e reconduzido no terceiro com condutor do tipo 2. A subestação SE1 existente permaneceu com a mesma capacidade nos três estágios, enquanto SE2 permaneceu com a capacidade da subestação existente nos dois primeiros estágios e no terceiro foi repotenciada. A subestação SE3 foi construída no primeiro estágio com capacidade do tipo 1 e SE4 foi construída no segundo estágio com a capacidade do tipo 2. Os ramos não construídos ou desativados são representados por 0

Figura 5 - Exemplo de codificação para o planejamento multiestágio.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	SE1	SE2	SE3	SE4	
101	1	1	0	0	0	0	0	8	10	10	1	0	Estágio 1
101	1	1	1	1	1	0	1	8	10	10	1	2	Estágio 2
101	1	0	8	0	0	0	2	8	10	20	1	2	Estágio 3

Fonte: Da própria autora

4.2.2 População Inicial

O AG e o AGCB sugerem gerar a população inicial de forma aleatória. No entanto, para os problemas complexos de engenharia elétrica a geração de uma população aleatória pode aumentar muito o tempo computacional para se encontrar soluções de qualidade e além disso, a quantidade de soluções infactíveis a serem incorporadas na população inicial podem ser numerosas e muito distantes da factibilidade. Considerando estas situações foi implementado para o desenvolvimento deste trabalho um Algoritmo Heurístico Construtivo para gerar os indivíduos da população inicial com características desejáveis e que levem em conta as restrições do problema. O AHC implementado primeiro seleciona as subestações que farão parte da solução e a seguir, a cada passo, vai acrescentando um ramo ao sistema. Para a escolha de cada ramo, inicialmente é selecionada qual a subestação que este será ligado, usando como critério de seleção a que possui o maior valor de potência aparente disponível (em percentuais). A seguir, são identificados os ramos candidatos e um deles é selecionado aleatoriamente para ser acrescentado ao sistema. O processo se repete até que todas as barras do sistema estejam conectadas ao sistema.

As subestações de cada solução candidata são selecionadas segundo critérios específicos,

conforme detalhado na Seção 4.2.2.1 e estas informações são armazenadas em dois vetores denominados neste trabalho de *SUB-1* e *SUB-2*. Foram gerados dois conjuntos distintos de subestações que fazem parte de cada solução, porque as melhores soluções testadas dos sistemas pertencem ao primeiro grupo de subestações e, conseqüentemente, a busca de soluções nas regiões deste grupo foram intensificadas. Assim sendo, os primeiros 70% dos indivíduos da população inicial serão selecionados aleatoriamente dentre as alternativas de estruturas de subestações do Conjunto *SUB-1* e o restante do Conjunto *SUB-2*. Depois de escolhidas as subestações da solução, é realizado um processo construtivo para se obter os circuitos que farão parte da solução. Obtida a topologia da solução, é feita a seleção de condutores, cuja metodologia está detalhada na subseção 4.2.7.1.

4.2.2.1 Processo de Seleção de Subestações

Para a seleção das subestações foi realizado inicialmente um pré-processamento para identificar as subestações existentes e as que devem estar obrigatoriamente presentes no sistema para que todas as barras possam estar conectadas ao sistema. As especificações destas subestações são armazenadas em um vetor denominado de SUB-Ex de dimensão igual ao número de barras com subestações. É apresentada a seguir a maneira como foram obtidos os elementos dos Conjuntos SUB-1 e SUB-2.

Conjunto SUB-1

Cada elemento do conjunto *SUB-1* é composto pelas subestações que farão parte das soluções candidatas. Parte-se das informações de SUB-Ex e a seguir, os elementos que compõem o conjunto SUB-1 é o resultado de todas as combinações de alternativas de construção/repotenciação de subestações com capacidade de fornecimento mínimo para atender a potência demandada pelos nós de consumo mais as perdas no sistema.

No caso do planejamento multiestágio, as informações das subestações no primeiro estágio assume SUB-Ex. Posteriormente é avaliado se a potência total fornecida pelas subestações é maior ou igual à potência demandada do referido estágio, caso positivo, inicia-se a seleção das subestações para o estágio seguinte, caso contrário, faz-se todas as possíveis combinações de seleção de subestações de forma a atender a demanda deste estágio. As subestações de cada estágio recebe inicialmente a estrutura de subestação do estágio anterior e o processo se repete até que as subestações sejam selecionadas para todos os estágios.

Conjunto SUB-2

As estruturas de subestações deste conjunto são obtidas de forma aleatória, de acordo com os passos apresentados a seguir.

1. Inicia-se com $SUB-2 = \emptyset$.

2. $SUB-k \leftarrow SUB-Ex$.
3. Para cada subestação um número aleatório é sorteado para decidir se a subestação sofrerá modificação, isto é, se será construída ou repotenciada. Caso positivo, sorteia-se qual a alternativa (tipo) daquela subestação será selecionada.
4. $SUB-k$ é atualizada recebendo as informações das escolhas feitas no passo anterior.
5. Avalia-se se a potência total fornecida pelas subestações é suficiente para atender a demanda, caso positivo, segue-se ao passo 6, caso negativo, a estrutura obtida é descartada e retorna-se ao passo 2.
6. Avalia-se se a estrutura de subestação $SUB-k$ é repetida, caso positivo, esta é descartada, caso contrário uma nova estrutura é obtida e $SUB-2 \leftarrow SUB-2 + SUB-k$. O processo se repete até que um número definido de iterações seja executada.

No caso do planejamento multiestágio, para o primeiro estágio inicia-se com $SUB-Ex$ e a partir dela são feitos os sorteios de ampliação ou não de potência das subestações. Para os demais estágios inicia-se com a estrutura de subestação do estágio anterior e faz-se novamente os sorteios para se obter as subestações que estarão ativas no estágio em análise. O processo se repete até que as subestações sejam selecionadas para todos os estágios.

Obtido o conjunto de estruturas de subestações, o passo seguinte é a obtenção dos circuitos que farão parte da topologia da solução candidata, cuja metodologia está detalhada a seguir.

4.2.2.2 *Processo construtivo dos circuitos que compõem a topologia da solução*

1. Seja o conjunto B formado por todos os nós do sistema que serão conectados ao sistema e B_1, B_2, \dots, B_i os conjuntos formados respectivamente pelos nós que serão acrescentados em cada uma das i -ésimas subestações. Seja ainda R o conjunto dos ramos que serão construídos ou mantidos para compor a topologia da solução candidata.
2. Seleciona-se a subestação i que tenha a maior capacidade disponível (em percentuais) e adiciona-se o respectivo nó da subestação ao conjunto B_i e exclui este nó do conjunto B . Verifica-se quais os ramos candidatos que não pertençam a R e que possuam ligação com as barras do conjunto B_i . A seguir um destes ramos candidatos é escolhido aleatoriamente para ser construído e é incluído no conjunto R .
3. Os valores das capacidades de potência disponíveis das subestações do sistema em percentuais são atualizados e a seguir escolhe-se novamente qual subestação i que possui o maior valor de potência disponível para adicionar o próximo circuito. Verifica-se quais os ramos candidatos a serem conectados e um deles é escolhido aleatoriamente para ser ligado e incluso em R . O nó conectado é excluído de B e incluso em B_i .

4. O processo se repete até que todos os nós estejam conectados, ou seja, $B = \emptyset$.
5. De posse da topologia gerada, é realizada a seleção dos condutores utilizando a primeira parte da heurística de Franco, Romero e Gallego (2010), detalhado na Seção 4.2.7.1.
6. Caso a solução tenha barra com valor de tensão fora dos limites permitidos, a heurística para melhoria dos níveis de tensão é executada para fazer distribuição de cargas de forma a melhorar o nível de tensão. Caso ainda persista a infactibilidade por tensão, são realizadas troca de condutores utilizando um índice de sensibilidade baseado na segunda parte da heurística de Franco, Romero e Gallego (2010). A metodologia destas heurísticas estão detalhadas na subseção 4.2.7.2.

Para compor uma solução candidata multiestágio a sub-rotina apresentada anteriormente é executada para cada um dos estágios de planejamento. A Figura 6 apresenta o diagrama de blocos para a obtenção da população inicial.

4.2.3 Manipulação das Infactibilidades e Função Objetivo

Uma proposta de solução é infactível quando uma ou mais das restrições expressas no modelo matemático do PSDEE da Seção 3.2 são violadas. As infactibilidades das soluções geradas que foram mensuradas pelo algoritmo estão relacionadas às restrições de (2) a (6) e (14) a (17) do referido modelo, pois as demais já estão garantidas durante o processo de obtenção das soluções candidatas pelo algoritmo desenvolvido. A seguir, é apresentada a metodologia proposta pelo presente trabalho para mensurar as infactibilidades das soluções.

Infactibilidade do Tipo I: Se a capacidade da potência aparente fornecida pela subestação da barra i é menor que a potência demandada pelas cargas dos nós de consumo mais as perdas então, o valor da infactibilidade $unfit_s$ é calculada pela Eq. (29):

$$unfit_s = \sum_{t=1}^T \sum_{i \in \Omega_{bs}} x_{i,t} \quad (29)$$

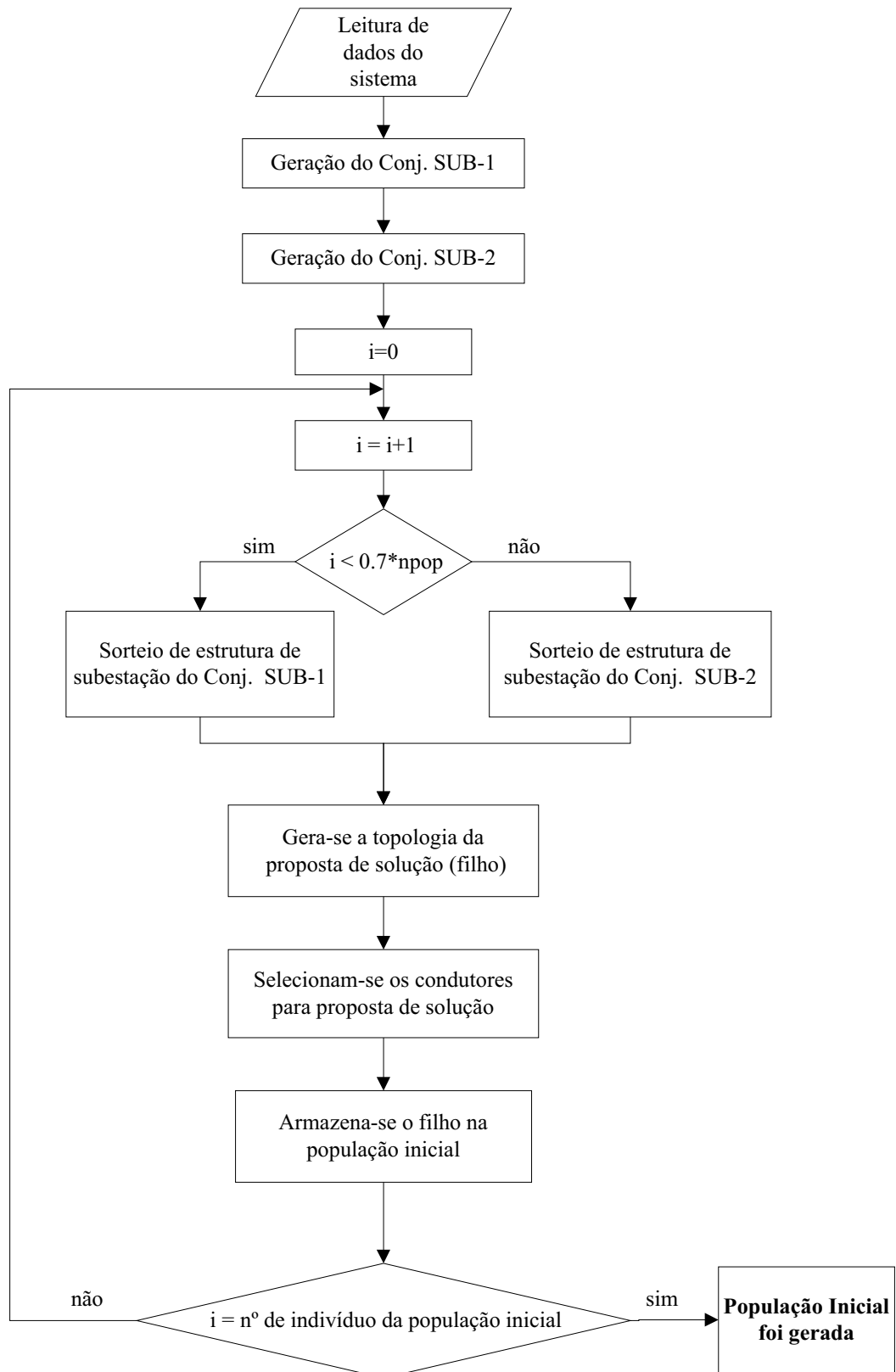
Sendo:

$$x_{i,t} = \begin{cases} 0 & \text{se } \|S_{i,t}^{dem}\| \leq S_{i,t}^{max} \\ \frac{\|S_{i,t}^{dem}\|}{S_{i,t}^{max}} & \text{se } \|S_{i,t}^{dem}\| > S_{i,t}^{max} \end{cases}$$

$\|S_{i,t}^{dem}\|$: Potência aparente demandada da subestação da barra i no estágio t .

$S_{i,t}^{max}$: Potência aparente máxima da subestação da barra i no estágio t .

Figura 6 - Diagrama de blocos da heurística de geração da população inicial



Fonte: Da própria autora

Infactibilidade do tipo II: Se a corrente que passa pelo ramo ij é superior à permitida pelo condutor a então, o valor da infactibilidade $unfit_i$ é determinado pela Eq. (30):

$$unfit_i = \sum_{t=1}^T \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} y_{ij,a,t} \quad (30)$$

Sendo:

$$y_{i,t} = \begin{cases} 0 & \text{se } \|I_{ij,t}\| \leq I_{ij,a}^{max} \\ \frac{\|I_{ij,t}\|}{I_{ij,a}^{max}} & \text{se } \|I_{ij,t}\| > I_{ij,a}^{max} \end{cases}$$

$\|I_{ij,t}\|$: Magnitude da corrente que passa no ramo ij .

$I_{ij,a}^{max}$: Corrente máxima permitida pelo condutor do tipo a instalado no ramo ij .

Infactibilidade do Tipo III: Se a magnitude da tensão na barra i está fora da faixa permitida então, o valor da infactibilidade $unfit_v$ é determinado pela Eq. (31):

$$unfit_v = \sum_{t=1}^T \sum_{i \in \Omega_b} w_{i,t} \quad (31)$$

Sendo:

$$w_{i,t} = \begin{cases} 0 & \text{se } \|V_{i,t}\| \geq V_{min} \\ \frac{V_{min}}{\|V_{i,t}\|} & \text{se } \|V_{i,t}\| < V_{min} \end{cases}$$

$\|V_{i,t}\|$: Magnitude de tensão na barra i no estágio t .

V_{min} : Magnitude de tensão máxima permitida do sistema.

Infactibilidade do Tipo IV: Esta infactibilidade refere-se a violação de uma ou mais das restrições expressas pelas Equações (14) a (17) relacionadas com os limites superiores dos índices de continuidade de uma solução em relação aos valores estipulados pela agência reguladora. O valor da infactibilidade de uma proposta de solução $unfit_c$ é calculado pela Equação (32).

$$unfit_c = \sum_{t=1}^T \sum_{i \in \Omega_b} (z_{i,t} + u_{i,t}) + \sum_{t=1}^T \sum_{al \in \Omega_{al}} (v_{al,t} + r_{al,t}) \quad (32)$$

Onde:

$$\begin{aligned}
z_{i,t} &= \begin{cases} 0 & \text{se } DIC_{i,t} \leq DIC_p \\ \frac{DIC_{i,t}}{DIC_p} & \text{se } DIC_{i,t} > DIC_p \end{cases} \\
u_{i,t} &= \begin{cases} 0 & \text{se } FIC_{i,t} \leq FIC_p \\ \frac{FIC_{i,t}}{FIC_p} & \text{se } FIC_{i,t} > FIC_p \end{cases} \\
v_{al,t} &= \begin{cases} 0 & \text{se } FEC_{k,t} \leq FEC_p \\ \frac{FEC_{k,t}}{FEC_p} & \text{se } FEC_{k,t} > FEC_p \end{cases} \\
r_{al,t} &= \begin{cases} 0 & \text{se } DEC_{k,t} \leq DEC_p \\ \frac{DEC_{k,t}}{DEC_p} & \text{se } DEC_{k,t} > DEC_p \end{cases}
\end{aligned}$$

Sendo:

$FIC_{i,t}$: Frequência de Interrupção do ponto de conexão i no estágio t .

$DIC_{i,t}$: Duração da Interrupção do ponto de conexão i no estágio t .

$FEC_{k,t}$: Frequência Equivalente de Interrupção do alimentador k no estágio t .

$DEC_{k,t}$: Duração Equivalente de Interrupção do alimentador k no estágio t .

Ω_{al} : Conjunto de alimentadores.

O valor total das infactibilidades *unfitness* da solução candidata é calculado pela Eq. (33).

$$unfitness = unfit_s + unfit_i + unfit_v + unfit_c \quad (33)$$

Para os casos em que as restrições de confiabilidade foram relaxadas foi tomado $unfit_c = 0$.

Assim como no AGCB, o algoritmo proposto armazena os valores da função objetivo e das infactibilidades dos indivíduos separadamente, para evitar que se tenha que fazer ajustes dos parâmetros de penalização quando estas duas informações são agrupadas como feito no AG tradicional. O valor do *fitness* é obtido pela Equação (1) e o do *unfitness* pela Equação (33) e estes valores são armazenados em dois vetores diferentes denominados neste trabalho de $fitness_1$ e $unfitness_1$. Os valores do $fitness_1$ foram utilizado no processo de seleção enquanto os do $unfitness_1$ no processo de substituição de um elemento na população corrente quando ainda existem soluções candidatas infactíveis.

4.2.4 Seleção

A seleção permite escolher as configurações da população corrente que irão participar das próximas gerações. A seleção do algoritmo genético pode ser feita por torneio, por roleta,

seleção proporcional, seleção determinística, por ordenamento, dentre outras. Em Rendón, Zuluaga e Ocampo (2008) este assunto é tratado detalhadamente.

Neste trabalho foi utilizada a seleção por torneio, onde os descendentes são escolhidos por meio da realização de jogos. Em cada jogo são selecionados aleatoriamente um número determinado de indivíduos e o vencedor de cada jogo é o de melhor qualidade. Optou-se por realizar dois jogos e em cada um deles são selecionados três indivíduos da população corrente e vence em cada jogo o que tiver o melhor valor da função *fitness*. Os dois ganhadores (PAI1 e PAI2) passam para a fase de recombinação.

4.2.5 Recombinação

Nesta fase os dois indivíduos selecionados na etapa anterior, denominados neste trabalho de PAI1 e PAI2 são submetidos ao operador da recombinação para que haja troca do material genético entre eles. O operador de recombinação consiste em promover a troca de parte das topologias dos descendentes selecionados para construir duas novas configurações com parte de ambos (REEVES, 2003). No entanto, considerando que o descendente gerado para o problema de PSDEE deve ter uma topologia radial, algumas estratégias adicionais foram adotadas neste trabalho para realizar a recombinação e simultaneamente satisfazer esta condição do problema.

A recombinação é realizada entre os descendentes com subestações selecionadas idênticas e entre estágios iguais. As informações referentes às subestações são transmitidas diretamente pelos pais para os descendentes que estão sendo gerados.

O tipo de recombinação utilizada é a de um único ponto (*single-point crossover*), que consiste genericamente em escolher um número entre 1 e $k - 1$ do vetor solução para realizar a troca de informações entre os indivíduos, sendo k o tamanho do vetor solução.

Neste trabalho, para determinar a posição do ponto do corte optou-se por gerar um número aleatório inteiro entre 40 a 90% do tamanho do vetor solução referente aos circuitos por estágio. Esta estratégia foi utilizada para que os descendentes fossem gerados herdando características genéticas parecidas com as dos pais. Um dos grandes problemas ao se realizar a recombinação de acordo como prevê a teoria do AG, é que na troca de partes das informações entre duas soluções, raramente gera uma topologia radial e conexa. Diante disso, durante todo o processo de recombinação, buscou-se aproveitar as informações genéticas dos pais e concomitantemente gerar um descendente de topologia radial.

Para se obter o primeiro filho, o descendente herda as informações genéticas relacionadas aos ramos situados à esquerda do ponto de recombinação. São ativados os nós das respectivas subestações herdadas dos pais e são impedidos de conexão os ramos com ligação nas subestações que não estejam ativas.

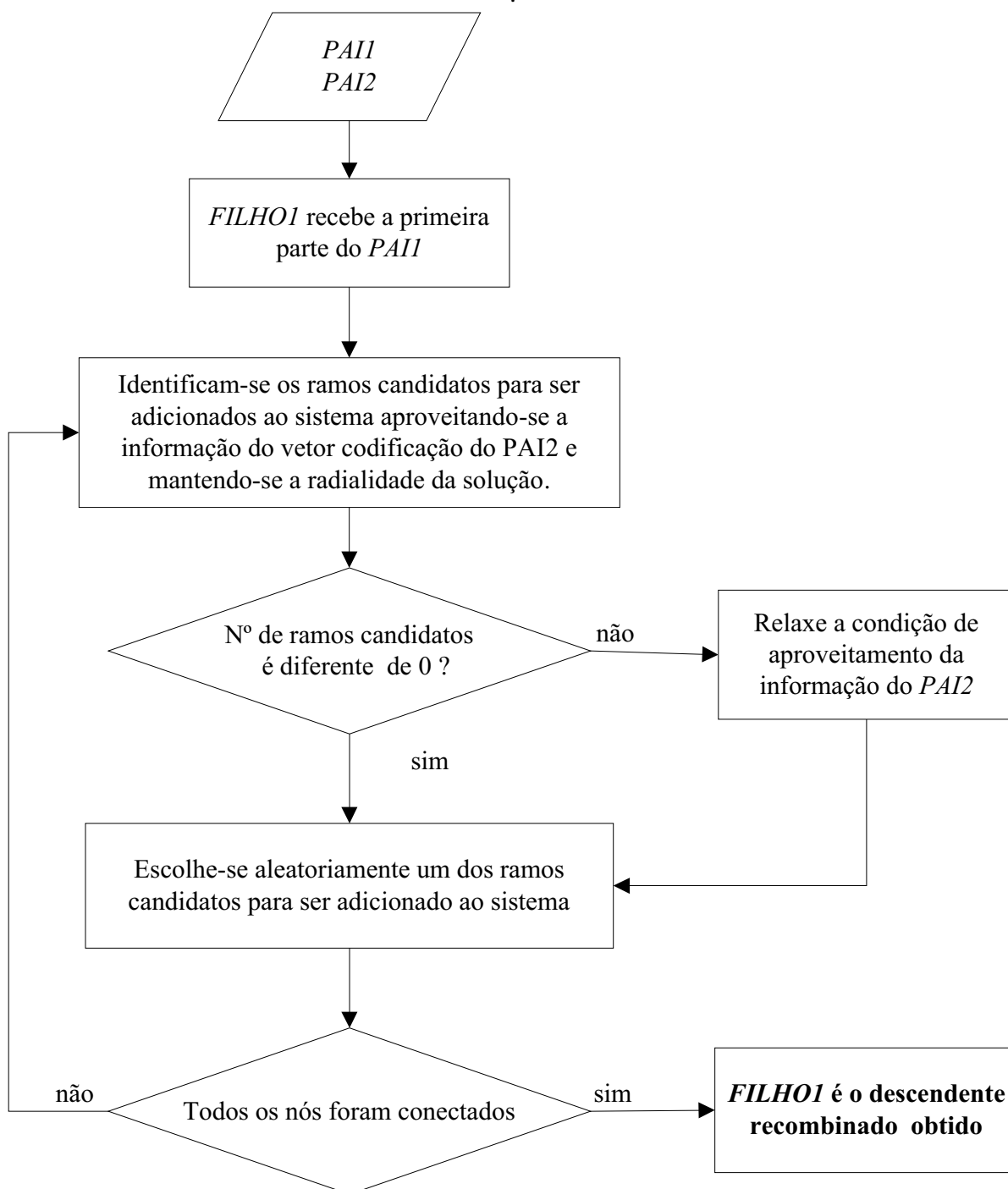
Para completar a segunda parte das informações dos ramos do descendente, a partir das informações herdadas do PAI1 são identificados os ramos candidatos a serem conectados ao sistema, que preserve a informação de ramo do PAI2 e que mantenha o sistema radial. Um destes é selecionado aleatoriamente para ser conectado ao sistema. Caso não tenha nenhum candidato a ser conectado naquele passo, a condição de preservar a informação do PAI2 é relaxada e faz-se uma busca para selecionar um ramo de forma a manter o sistema radial. Para a escolha do próximo ramo a ser conectado, a condição de se aproveitar a informação do PAI2 retorna a ser considerada. O processo se repete até que todos os nós sejam conectados ao sistema. O segundo filho é obtido de forma análoga ao primeiro, iniciando o processo com as informações do PAI2.

Para o planejamento multiestágio a sub-rotina é executada para cada um dos estágios de planejamento. Na etapa da recombinação são gerados dois descendentes, no entanto, somente um deles será escolhido para ir para a etapa de mutação, aquele que tiver melhor qualidade.

Para ilustrar, é mostrado na Figura 8 um descendente gerado a partir de duas propostas de solução PAI1 e PAI2 em um sistema de 10 barras, sendo as linhas contínuas os circuitos construídos e as tracejadas os ramos candidatos. Na Figura 9 é apresentada a codificação do referido exemplo. O ponto de recombinação escolhido foi a partir do ramo 3-6. Note-se que a informação do ramo 3-6 do PAI2 não foi aproveitado, pois uma malha seria formada na configuração da solução.

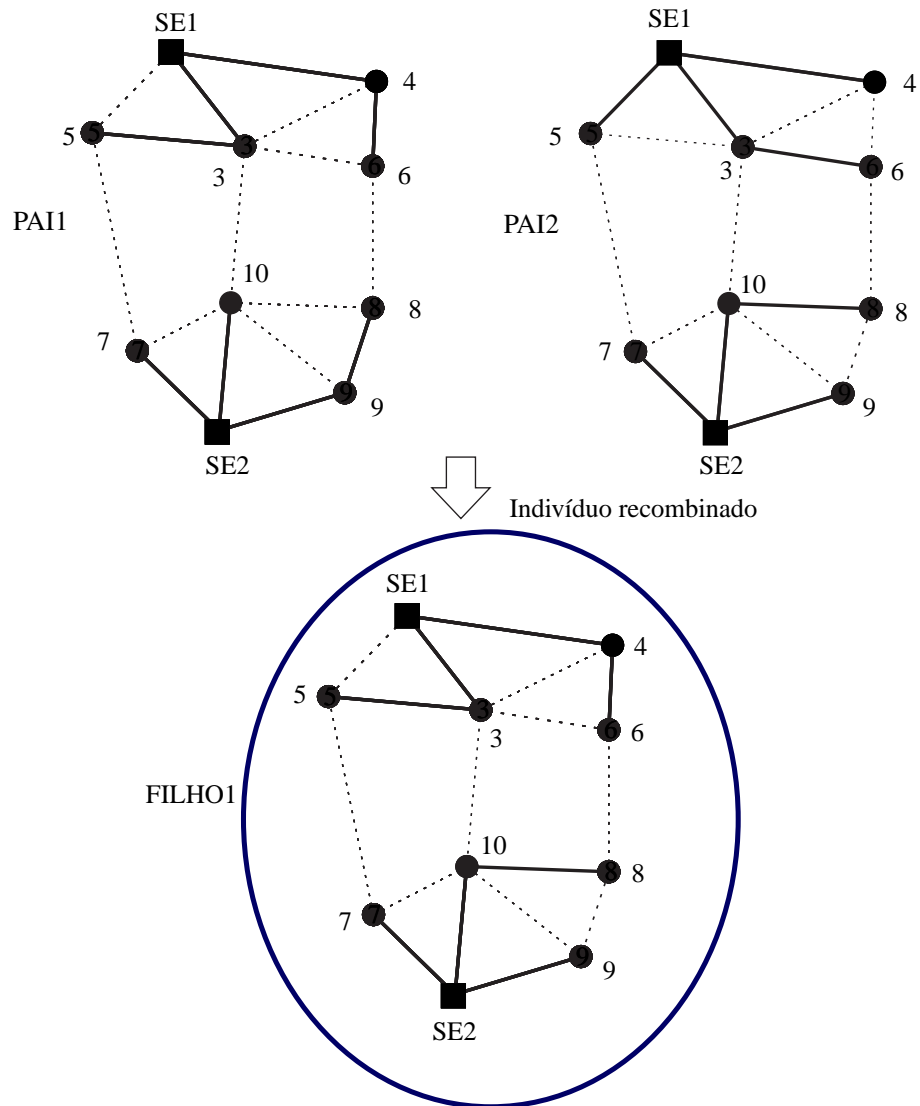
O diagrama de blocos da Figura 7 apresenta a heurística utilizada para a fase da recombinação do algoritmo implementado.

Figura 7 - Diagrama de blocos da heurística utilizada na fase de recombinação



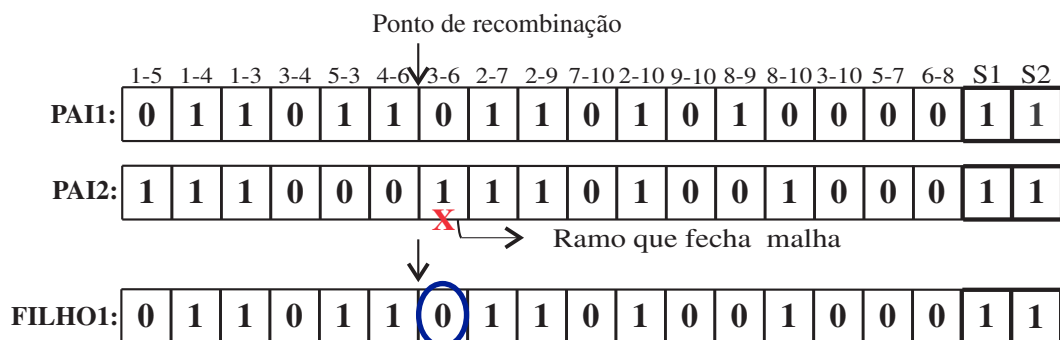
Fonte: Da própria autora

Figura 8 - Ilustração da recombinação entre duas soluções no planejamento estático



Fonte: Da própria autora

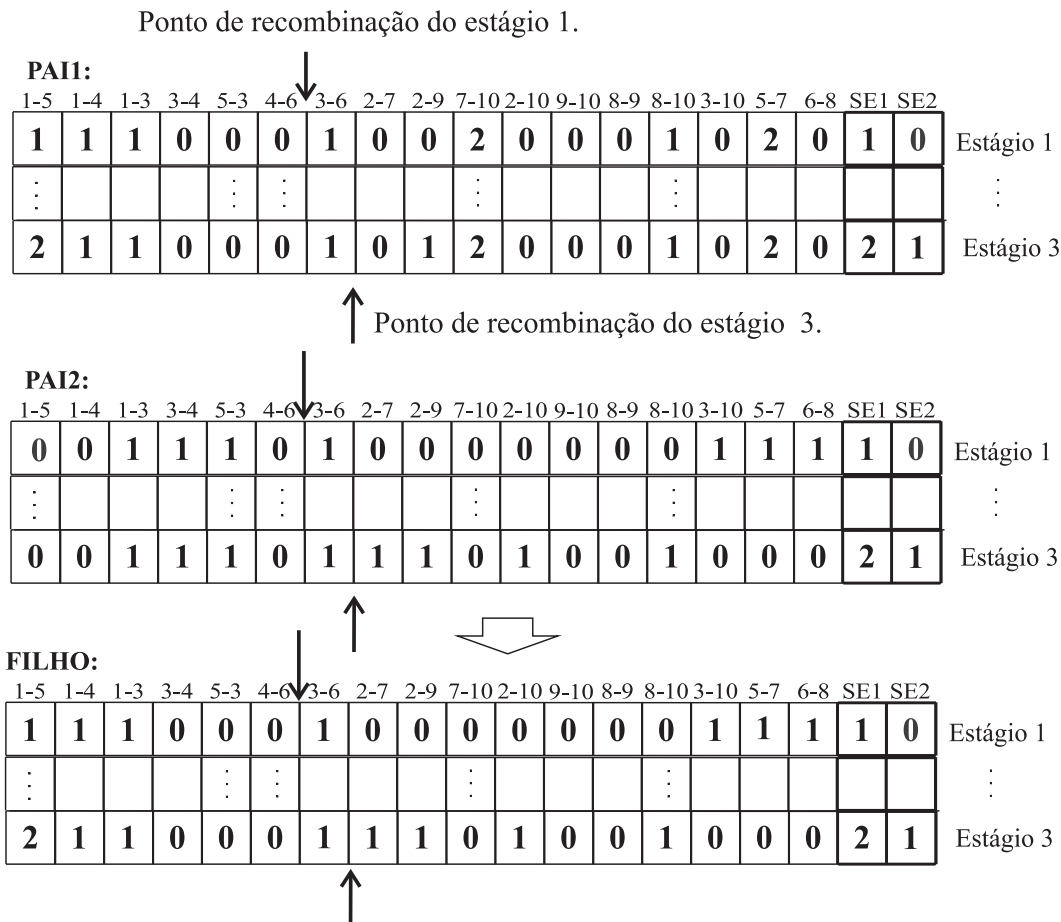
Figura 9 - Vetor codificação da recombinação ilustrada na Figura 8



Fonte: Da própria autora

A Figura 10 ilustra uma recombinação entre duas soluções candidatas em um planejamento de 3 estágios no sistema de 10 barras.

Figura 10 - Vetor codificação da recombinação do planejamento multiestágio entre duas soluções



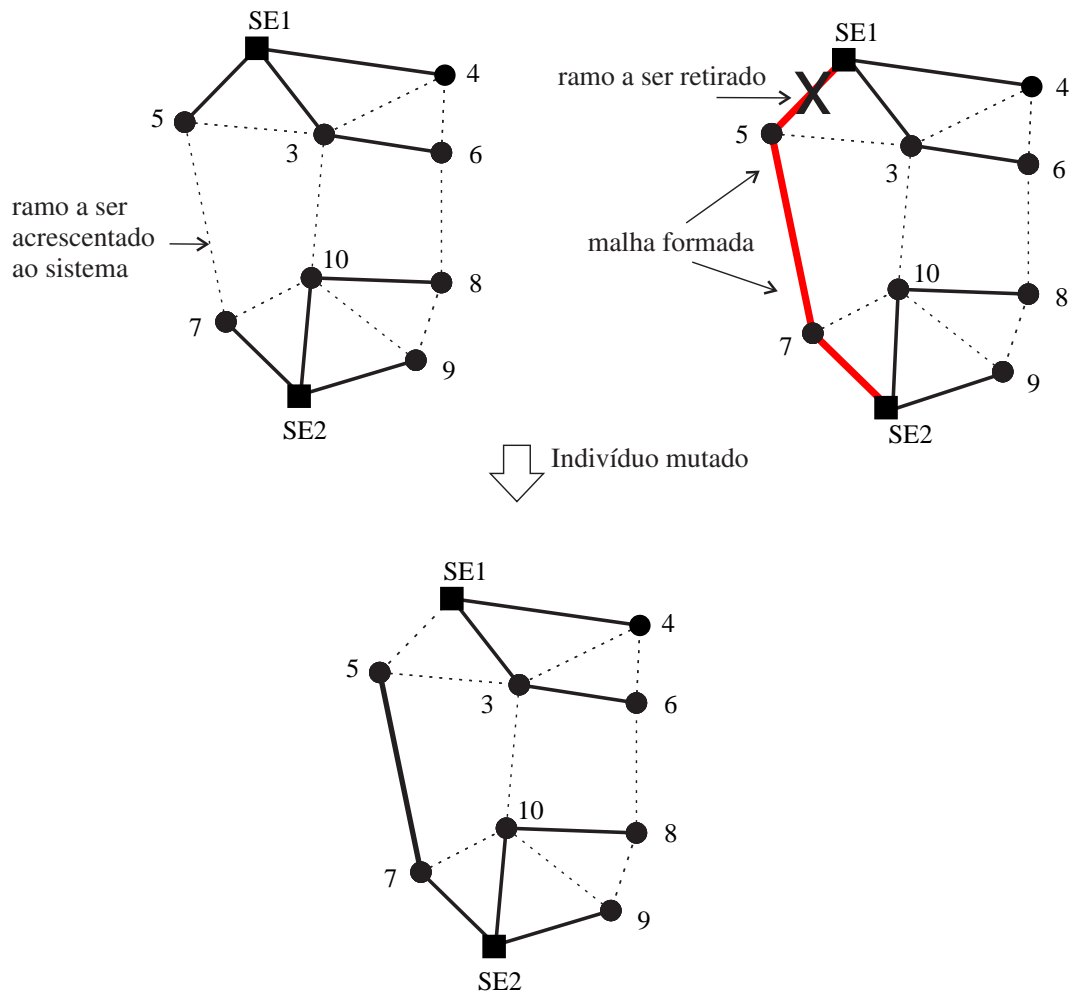
Fonte: Da própria autora

4.2.6 Mutação

O operador genético da mutação foi executado na parte relacionada aos circuitos da proposta de solução. Considerando que o resultado da mutação deve gerar um indivíduo com topologia radial, a estratégia utilizada consiste em escolher um ramo aberto para ser acrescentado ao sistema para gerar uma malha e em seguida, selecionar um outro ramo pertencente à malha formada para ser retirado do sistema. A sub-rotina utilizada para identificar a malha está baseada em Souza (2011). A malha resultante pode ser formada com ramos ligados à mesma subestação ou com ramos ligados a duas subestações diferentes. A solução obtida nesta etapa somente será aproveitada caso seja de melhor qualidade que o descendente gerado na etapa de recombinação. Para o planejamento multiestágio a mutação é feita para cada um dos estágios do horizonte do planejamento da solução candidata.

Na Figura 11 é ilustrada a estratégia utilizada na fase de mutação. Foi selecionado o ramo 5-7 para fechar uma malha no sistema de 10 barras e o circuito 1-5 foi o escolhido aleatoriamente para ser retirado do sistema, gerando desta forma o indivíduo mutado.

Figura 11 - Ilustração da mutação de uma solução candidata.



Fonte: Da própria autora

4.2.7 Fase de Melhoria Local

Nesta fase, o descendente pode ser melhorado em qualidade e em factibilidade, conforme detalhado a seguir.

4.2.7.1 Melhoria de qualidade

Melhoria de Qualidade I - Melhoria por troca de ramos

Esta etapa da melhoria local visa encontrar uma solução de melhor qualidade na vizinhança da solução gerada nas fases anteriores. Para isto, foi implementada uma heurística baseada na

técnica *Branch exchange* descrita em Carreno et al. (2008). A estratégia consiste em escolher aleatoriamente um ramo aberto para ser adicionado à topologia para que se forme uma malha e, a seguir, é verificado sistematicamente qual dos ramos pertencentes ao laço formado é a melhor opção para ser retirado e tornar o sistema radial novamente.

O diagrama de blocos contendo os passos executados na implementação da etapa da Melhoria Local I é apresentado na Figura 12.

Melhoria de Qualidade II - Alinhamento de construção de ramos entre estágios

Esta melhoria tem como objetivo encontrar uma solução de melhor qualidade na vizinhança do descendente através da realocação de ramos que foram construídos em um determinado estágio do planejamento e retirado em outro. A heurística utilizada para este caso consiste em verificar, para cada ramo da proposta de solução, se esta situação ocorre, caso positivo, o ramo em análise é acrescentado na topologia da solução no estágio em análise. Como consequência, uma malha se forma e para que o sistema se torne radial novamente, um ramo pertencente à malha é retirado aleatoriamente. É avaliado se com a alteração a função objetivo da nova configuração melhorou, caso positivo, a solução corrente assume a alteração realizada, caso contrário, não. O processo se repete até que todos os ramos sejam analisados. O diagrama de bloco da Figura 13 mostra este processo de melhoria de qualidade.

Melhoria de Qualidade III - Seleção econômica de condutores

Para selecionar os condutores foi utilizada a primeira parte da heurística de Franco, Romero e Gallego (2010) que consiste em determinar o melhor tipo de condutor para cada circuito, dentre os disponíveis, em função da corrente que passa no circuito.

O custo total com construção e perdas no circuito ij com condutor do tipo a $CT_{ij,a}$ é expresso pela Equação (34) a seguir:

$$CT_{ij,a} = (CC_a + \delta R_a I_{ij}^2) L_{ij} \quad (34)$$

Onde:

$\delta = tc \cdot c_e \cdot \phi_l \cdot 8760 \sum_{p=1}^{np(t)} \frac{(1+td)^{2p}}{(1+I)^p}$, sendo $tc = 1$ se for considerado o equivalente monofásico e $tc = 3$ se trifásico.

CC_a : custo do condutor do tipo a por unidade de comprimento.

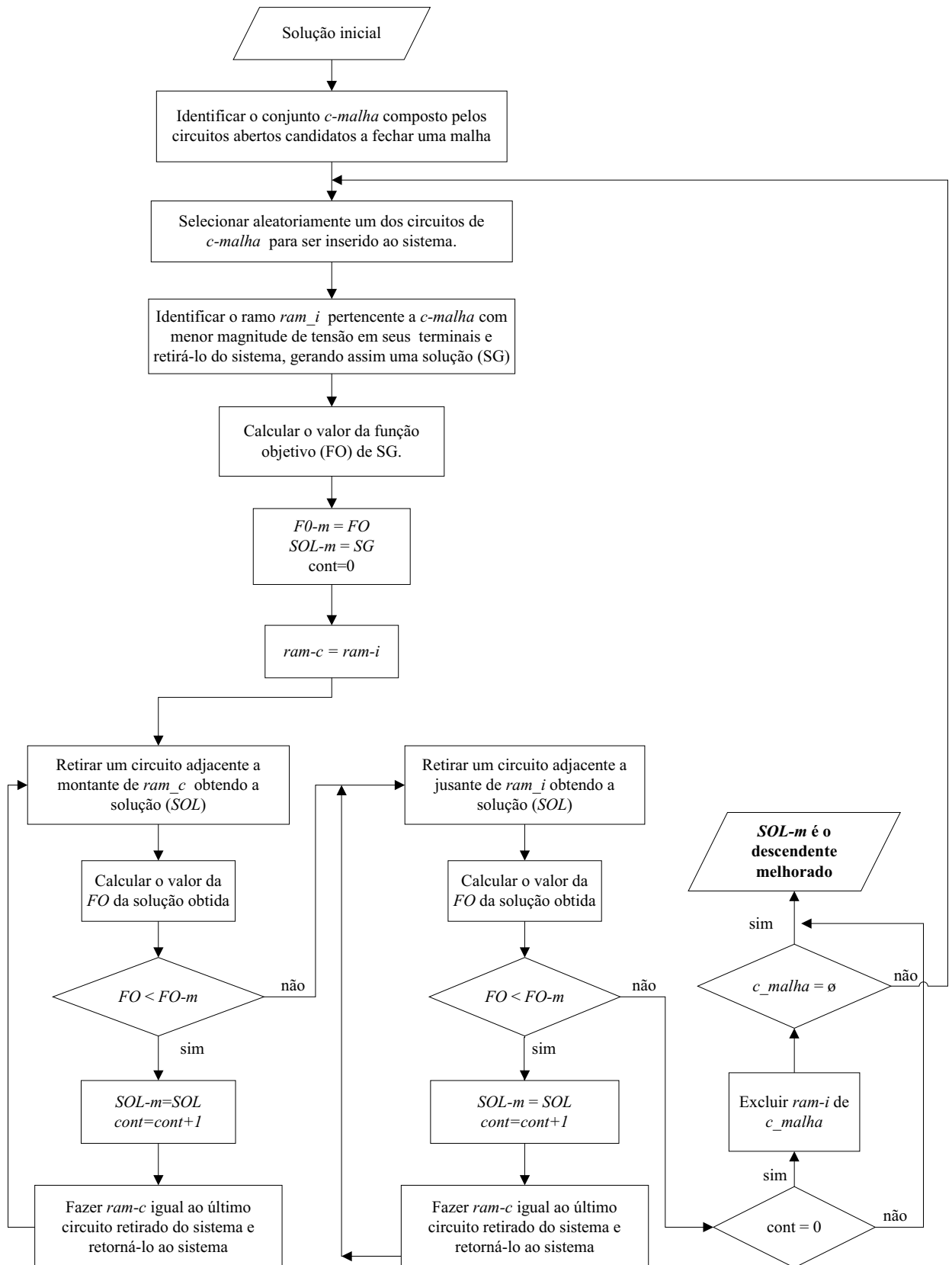
R_a : resistência do condutor do tipo a por unidade de comprimento.

I_{ij} : Corrente no circuito ij .

L_{ij} : Comprimento do circuito ij .

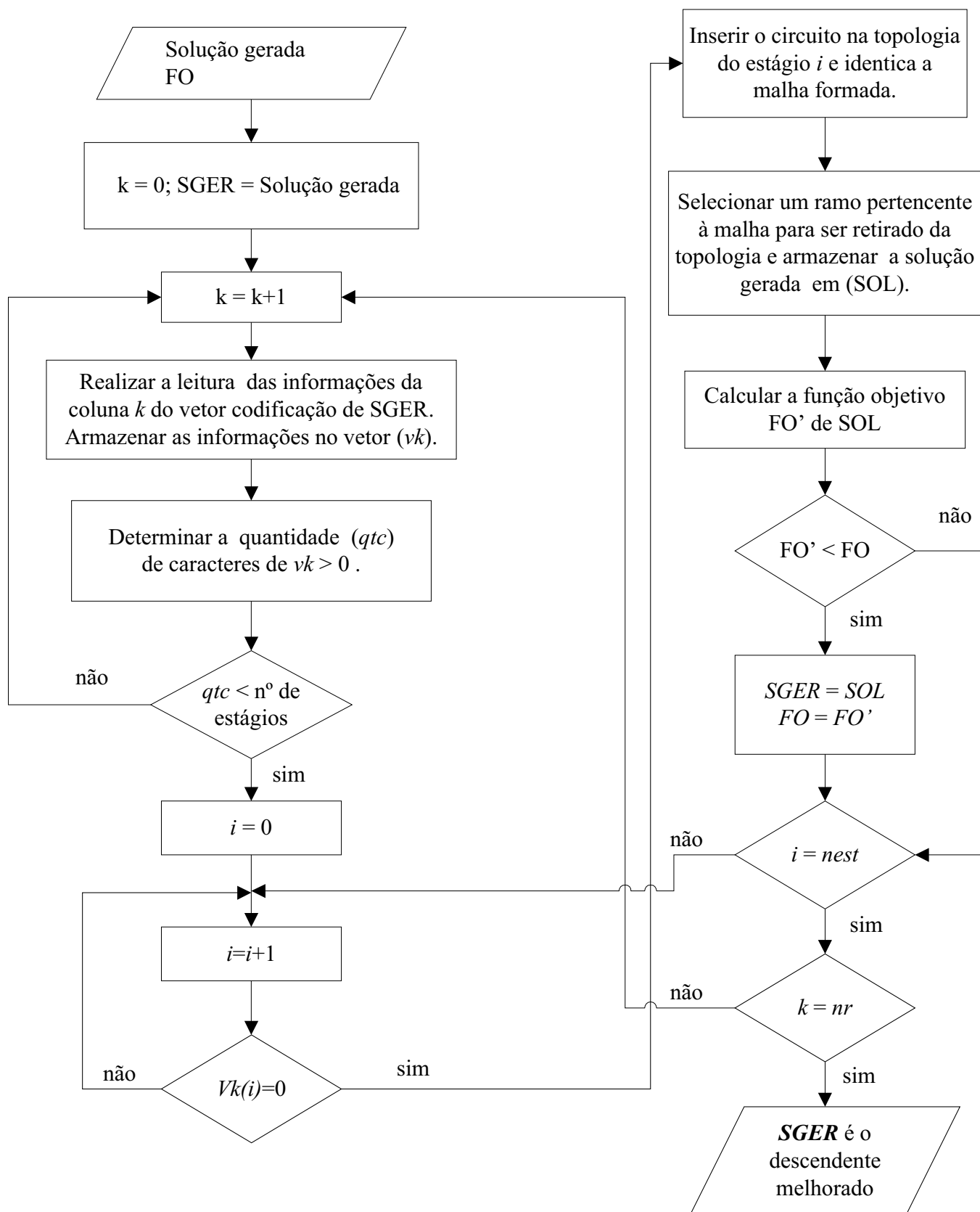
$CT_{ij,a}$ depende da corrente que passa no circuito ij e do tipo do condutor instalado. Assim, para um valor de corrente dado há um condutor com menor custo dentre as possibilidades de condutores disponíveis. O método permite determinar os intervalos de corrente em que um

Figura 12 - Diagrama de blocos da Melhoria de Qualidade I.



Fonte: Da própria autora

Figura 13 - Diagrama de blocos da Melhoria de Qualidade II.



Fonte: Da própria autora

condutor é melhor que os demais através dos pontos de intersecções das curvas da função que determina as correntes de transição. O valor da corrente de intersecção da troca do condutor do tipo x para um tipo y , sendo a bitola do cabo y maior que a do x , é obtida pela igualdade de $CT_{ij,x}$ com $CT_{ij,y}$ que resulta na Eq. (35)

$$I_{xy} = \sqrt{\frac{CC_y - CC_x}{\delta(R_x - R_y)}} \quad (35)$$

O método inicia classificando como t_0 o condutor de menor custo fixo e determinando a sequência dos condutores $t_{melhor} = (t_0, t_1, t_2, t_3, \dots, t_n)$ e as respectivas correntes de transição $I_{melhor} = (0, I_{t_1}, I_{t_2}, \dots, I_{t_n})$. Desta forma, o cabo do tipo t_k corresponde à melhor opção no intervalo $[I_{t_k}, I_{t_{k+1}}]$. Após determinar a corrente $I_{t_{k+1}}$, deve ser avaliado se $I_{t_{k+1}} > I_{max_{t_k}}$, caso positivo, $I_{t_{k+1}} = I_{max_{t_k}}$ e o condutor t_{k+1} é avaliado novamente. Como esta heurística possibilita selecionar o tipo de condutor a partir dos valores das correntes I_{ij} dos circuitos, tornou-se necessário resolver primeiro o problema do fluxo de carga para determiná-las. Para um cálculo inicial aproximado destas correntes, foi admitido que todos os circuitos novos tivessem o condutor de maior capacidade de corrente. A partir das correntes determinadas escolhe-se o condutor de acordo com os intervalos determinados pelas correntes de transição. Com a seleção de condutor inicial realizada, o problema do fluxo de carga é resolvido novamente e com os novos valores de correntes encontrados, é avaliado se há valores de correntes maior que a máxima permitida pelo respectivo condutor determinado para cada circuito, caso positivo, são selecionados os condutores adequados.

A heurística apresentada pode ser generalizada tanto para a seleção de novos condutores como para recondutoramento dos condutores existentes, considerando os custos fixos dos condutores da Equação (35) como o custo de recondutoramento para trocar o condutor de um tipo para outro. Esta sub-rotina é executada para cada um dos estágios de planejamento da solução candidata.

Melhoria de Qualidade IV - Adiantamento de recondutoramento

Em geral, no planejamento da expansão multiestágio a demanda cresce nos nós de consumo ao longo do tempo, resultando na necessidade de recondutoramento nos últimos estágios. Para o planejamento dinâmico, o desejado é que os condutores sejam escolhidos de forma coordenada entre os estágios, haja vista que nesta perspectiva um circuito do sistema que iria ser sucessivamente recondutorado ao longo dos estágios pode apresentar menor custo ao longo do tempo se o recondutoramento for realizado antecipadamente (BAQUERO, 2012).

A Melhoria de Qualidade IV consiste em realizar testes para verificar se o adiantamento do recondutoramento nos estágios iniciais de cada circuito da solução gerada produz solução de melhor qualidade, caso positivo, a solução obtida será armazenada para ir para a fase de

substituição. Esta melhoria somente é realizada para soluções geradas factíveis e com número de estágios de planejamento maior que 1.

4.2.7.2 Melhorias da Factibilidade

Esta fase do algoritmo visa melhorar as condições de infactibilidade da solução gerada quando: 1) há excesso de potência demandada nas subestações; 2) há circuito no sistema cujo valor da corrente é superior ao limite máximo do condutor proposto e 3) há barra(s) na rede com magnitude de tensão fora da faixa de valores permitidos para o sistema em análise. Estas infactibilidades são avaliadas e tratadas na sequência apresentada. Caso uma delas não seja resolvida, as sub-rotinas de melhoria de infactibilidade subsequentes não são executadas e é realizado o cálculo da função *unfitness* desta solução. A seguir é apresentada cada uma das infactibilidades mencionadas e as respectivas metodologias utilizadas para resolvê-las.

Infactibilidade Tipo I: A potência máxima da subestação é menor que a potência requerida pelos nós de consumo e perdas associadas. Se o descendente tiver este tipo de infactibilidade, uma sub-rotina encontra as subestações sobrecarregadas e faz a redistribuição das cargas para outras subestações existentes no sistema com disponibilidade de carga, caso possível.

Infactibilidade Tipo II: A corrente no ramo ij com condutor do tipo a supera o valor máximo (I_{max_a}) permitido pelo condutor. Para este caso, busca-se resolver a infactibilidade desta natureza por transferência de cargas de ramais sobrecarregados e/ou realizando a seleção/recondutoramento de condutores pelo critério econômico (Melhoria de Qualidade III).

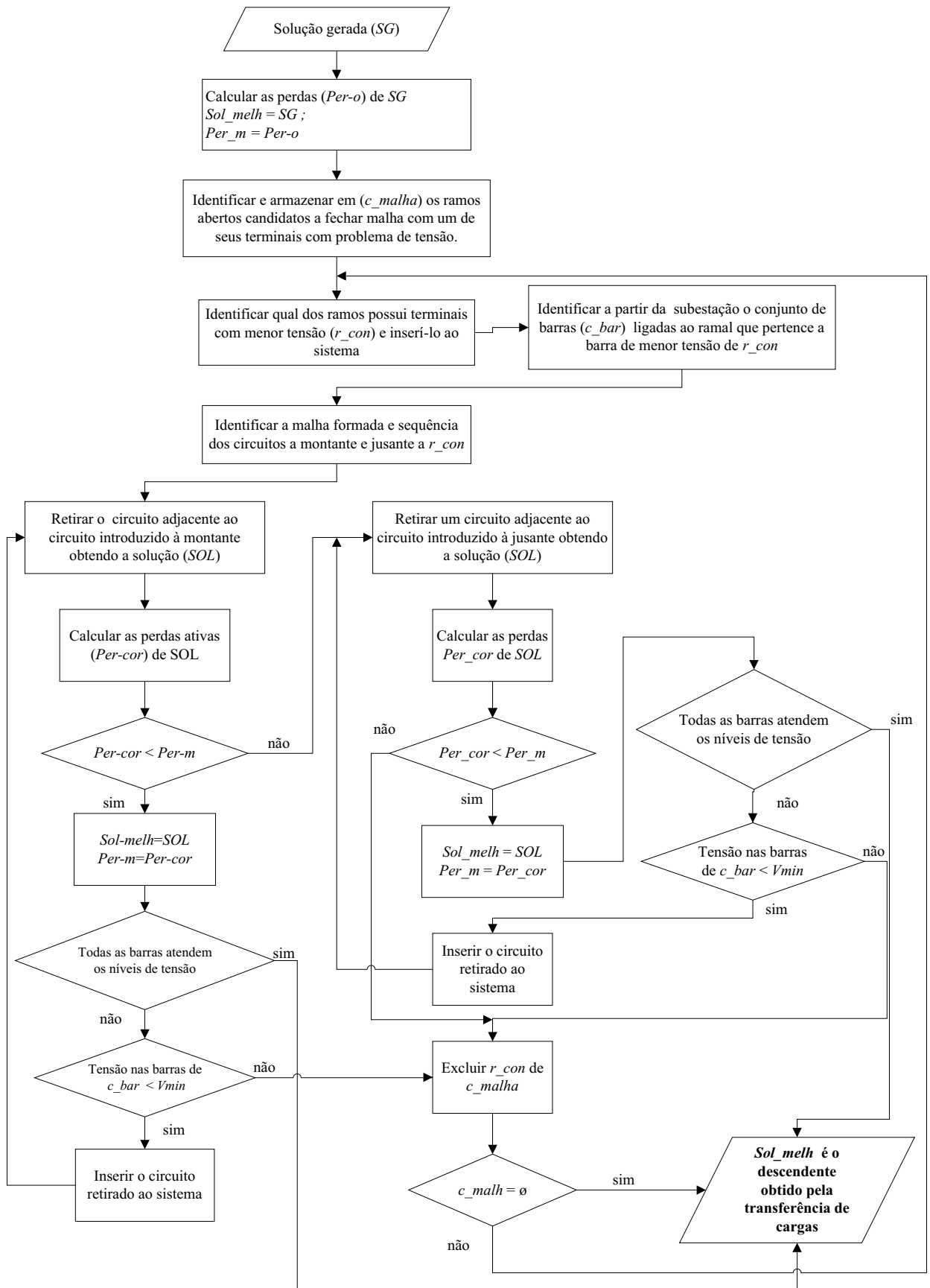
Infactibilidade do Tipo III: As magnitudes das tensões nas barras não se encontram na faixa de valores permitidos para o sistema. Se o descendente possui este tipo de infactibilidade, o algoritmo dispõe de duas heurísticas que podem ser executadas para resolver o problema, denominadas de Heurísticas I e II, que são apresentadas a seguir. A Heurística I, identifica as barras com problema de tensão nas barras terminais e busca transferi-las entre ramos adjacentes. Se ainda permanecerem barras no sistema com magnitude de tensão fora da faixa de valores permitidos, a Heurística II também é executada para realizar trocas de condutores para melhorar os níveis de tensão do sistema.

Heurística I para melhoria dos níveis de tensão - Transferência de Cargas

A heurística proposta para transferência de cargas foi baseada em Carreno et al. (2008) e consiste em acrescentar a cada passo um ramo não pertencente à topologia e a seguir, selecionar, dentre os ramos pertencentes à malha formada, um outro para ser retirado que melhore os níveis de tensão do sistema.

A Figura 14 apresenta o diagrama de blocos da heurística utilizada para transferência de carga para melhorar o nível de tensão do sistema.

Figura 14 - Diagrama de blocos da Heurística I.



Fonte: Da própria autora

Heurística II para melhoria dos níveis de tensão - Troca de Condutores segundo um Índice de Sensibilidade

A Heurística II foi proposta na fase da melhoria de factibilidade do algoritmo para selecionar condutores que melhorem os níveis de tensão das barras do sistema e foi implementada com base na segunda parte da heurística de seleção de condutores de Franco, Romero e Gallego (2010). Os autores baseando-se em Zhao et al. (2005) propuseram um índice de sensibilidade que permite a troca de cabo considerando três fatores: o ganho de tensão, o aumento do investimento e a redução das perdas.

$$IR_{o:a \rightarrow n} = \frac{CR_{on} - CR_{oa} + \delta (R_n - R_a) I_{ij}^2}{(\|Z_a\| - \|Z_n\|) I_{ij}} \quad (36)$$

O índice IR , expresso pela Equação (36), representa o quociente da variação dos custos dos circuitos e o ganho de tensão ao se mudar o cabo do tipo atual a para o novo do tipo n para um circuito com tipo inicial o . A variação dos custos corresponde à diferença entre os custos dos circuitos com os condutores do tipo a e n . O ganho da tensão é a diferença das impedâncias dos cabos atual a (Z_a) e o novo n (Z_n) multiplicado pelo valor da corrente I_{ij} que passa pelo circuito. Assim, o melhor circuito candidato para trocar o tipo de cabo é o que permite o maior ganho de tensão em relação ao aumento do custo e, conseqüentemente, ao circuito que apresente o menor índice.

Para a escolha dos circuitos que serão trocados os tipos de condutores e para a determinação das especificações dos novos selecionados que produzam melhorias nos níveis de tensão da proposta de solução, foram executados os seguintes passos:

1. Se há barras do sistema que não atendem aos limites de tensão desejados, ir ao passo 2, caso contrário ao passo 7.
2. Identificar a barra x com menor tensão e classificar todos os circuitos a sua montante segundo seu tipo (inicial e atual).
3. Para os circuitos a montante que não possuam a maior bitola disponível, calcular o índice de sensibilidade IR , considerando que o condutor atual do tipo t será trocado por um do tipo $t + 1$.
4. Identificar qual circuito do conjunto a montante da barra x tem o menor índice de sensibilidade, trocar o seu condutor para o tipo n .
5. Calcular a nova tensão na barra x .
6. Se o valor da tensão na barra x ainda está abaixo do exigido, voltar ao passo 3, caso contrário, resolver o problema de fluxo de carga e voltar ao passo 1.

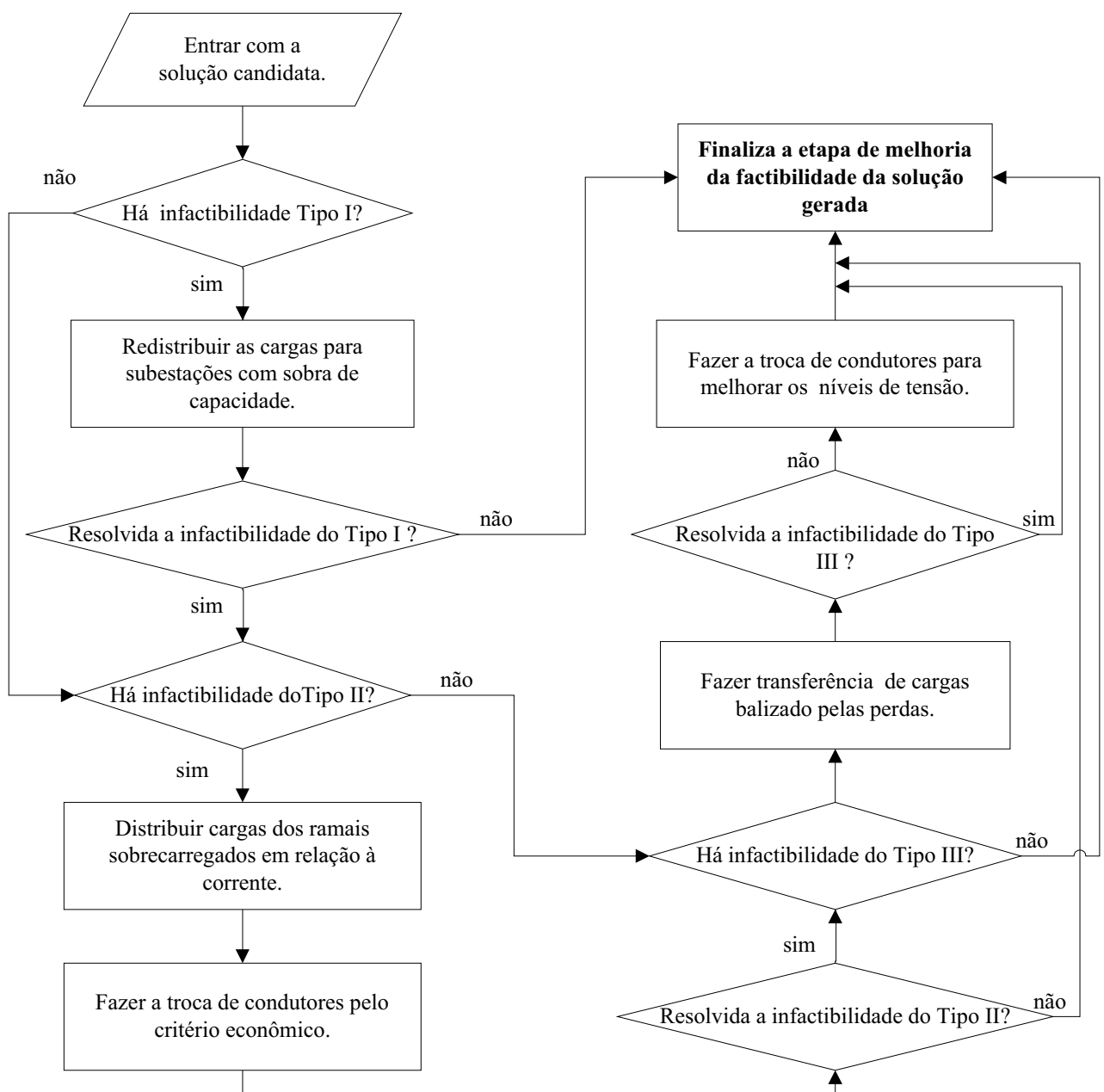
7. Fim da heurística de melhoria do perfil de tensão de soluções geradas.

A Heurística II é executada após a Heurística I, quando permanecem barras no sistema com valores de tensões abaixo do nível desejado.

As heurísticas propostas de melhoria de factibilidade são executadas para cada um dos estágios de planejamento da solução gerada.

O Diagrama de Blocos da Figura 15 ilustra a sequência dos passos da fase de Melhoria de Factibilidade implementada.

Figura 15 - Diagrama de blocos da Melhoria de Factibilidade.



Fonte: Da própria autora

4.2.8 Substituição

Neste trabalho a substituição foi realizada em consonância ao desenvolvido no AGCB com algumas modificações no que se refere ao controle de diversidade. Na proposta original de Chu e Beasley, a diversidade se limita à condição de que todos os indivíduos sejam diferentes, no entanto, as pesquisas apontam que somente esta condição não é suficiente para resolver problemas multimodais e complexos, pois as diferenças entre as soluções candidatas podem ser mínimas e acaba por limitar a população corrente numa região reduzida no espaço de busca (GALLEGO et al., 2012). Assim sendo, a proposta deste trabalho para o controle de diversidade está baseada em Romero, Rider e Silva (2007), na qual um descendente será incorporado na população corrente se satisfazer um critério de diversidade ou se for factível e de melhor qualidade que todas as soluções das quais ele não satisfaz o referido critério. No último caso, são retiradas da população corrente as soluções nas quais o descendente não atende o critério de diversidade, o que pode resultar em um número de indivíduos da população corrente variável ao longo do processo. Esta estratégia visa eliminar soluções vizinhas e de pior qualidade e também favorecer a busca de soluções em outras regiões do espaço de busca.

O processo de substituição do AG-ESP segue os seguintes passos:

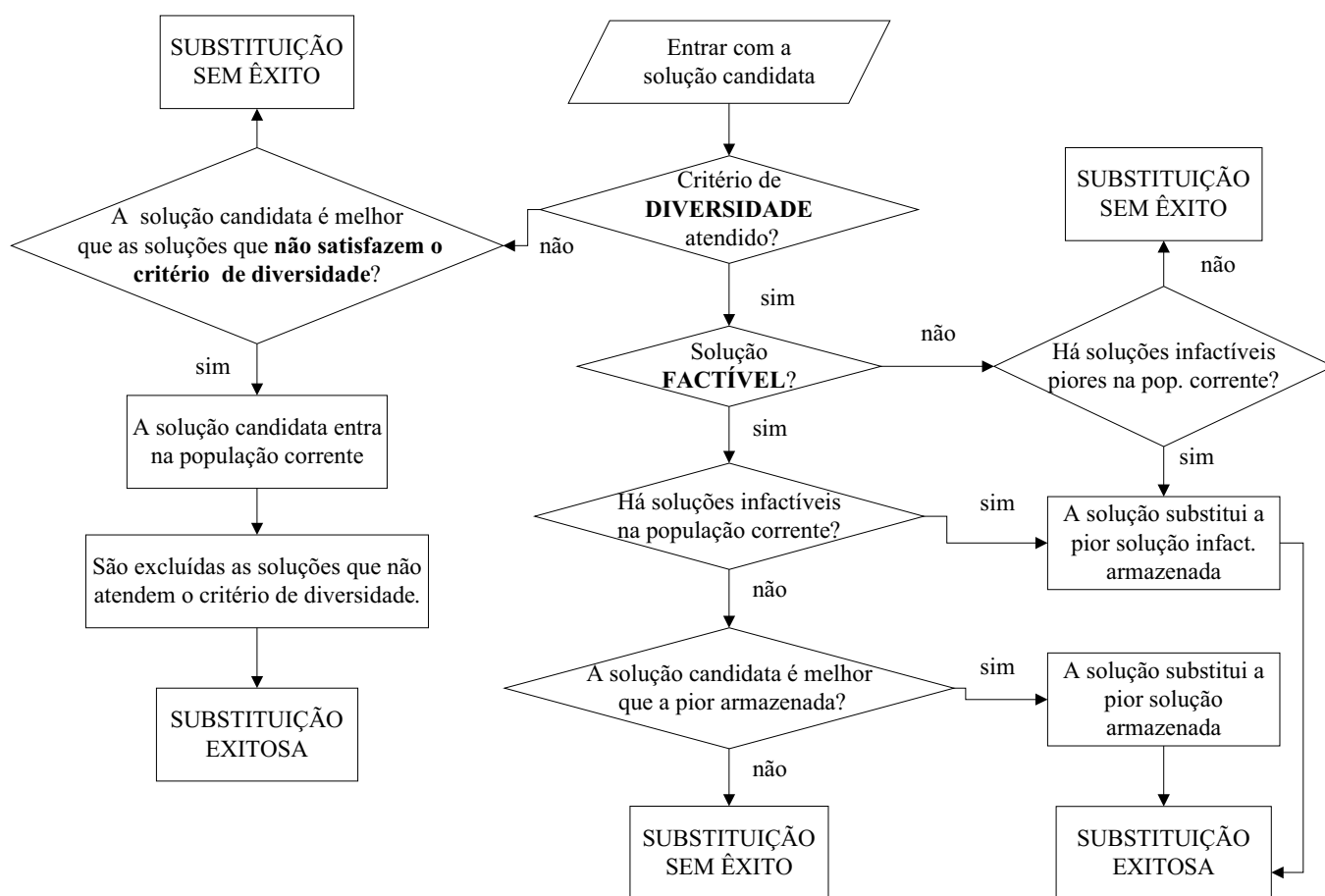
1. Verificar se o descendente gerado satisfaz o critério de diversidade, ou seja, seja diferente de cada um dos elementos da população em pelo menos um número mínimo estipulado de caracteres do vetor de codificação.
2. Se o descendente não satisfaz o critério de diversidade proceder da seguinte maneira:
 - (a) Se o descendente é *factível* e o valor de sua função objetivo é melhor que todas as demais soluções nas quais não satisfaz o critério de diversidade, então inseri-lo na população corrente e eliminar da população corrente as kn soluções das quais este critério não seja satisfeito. Tomar $n_{pc} = n_{pc} - kn + 1$, sendo n_{pc} a quantidade de indivíduos da população corrente. Ir ao passo 8.
 - (b) Caso o descendente não seja factível e/ou não seja de melhor qualidade que as soluções que não atende ao critério de diversidade, descartar o descendente gerado e ir ao passo 8.
3. Se o descendente satisfaz o critério de diversidade proceder da seguinte maneira:
 - (a) Se $n_{pc} < n_{pop}$, sendo n_{pop} o número de indivíduos da população inicial, então incorporar o descendente na população corrente e atualizar $n_{pc} = n_{pc} + 1$ e ir para o passo 8.
 - (b) Caso contrário, ir ao passo 4.

4. Se o descendente gerado for *infactível* e se há soluções *infactíveis* na população corrente, então o descendente substituirá o indivíduo com maior *infactibilidade* da população corrente, desde que seja “menos” *infactível*, caso contrário, a solução é descartada. Ir para o passo 8.
5. Sendo o descendente *factível* e se há soluções *infactíveis* na população inicial, então o descendente gerado substituirá a solução *infactível* de pior qualidade armazenada na população corrente.
6. Se o descendente gerado for *factível* e não há mais indivíduos *infactíveis* na população corrente, então o descendente substituirá a pior solução *factível* armazenada, desde que seja de melhor qualidade, caso contrário, a solução é descartada. Ir para o passo 8.
7. Atualizar os vetores *fitness*, *unfitness*₁, o valor da incumbente (melhor valor de função objetivo armazenado até o momento) e a população corrente.
8. Finalizar a etapa da substituição.

O diagrama de blocos da sub-rotina utilizada na fase de substituição está apresentada na Figura 16.

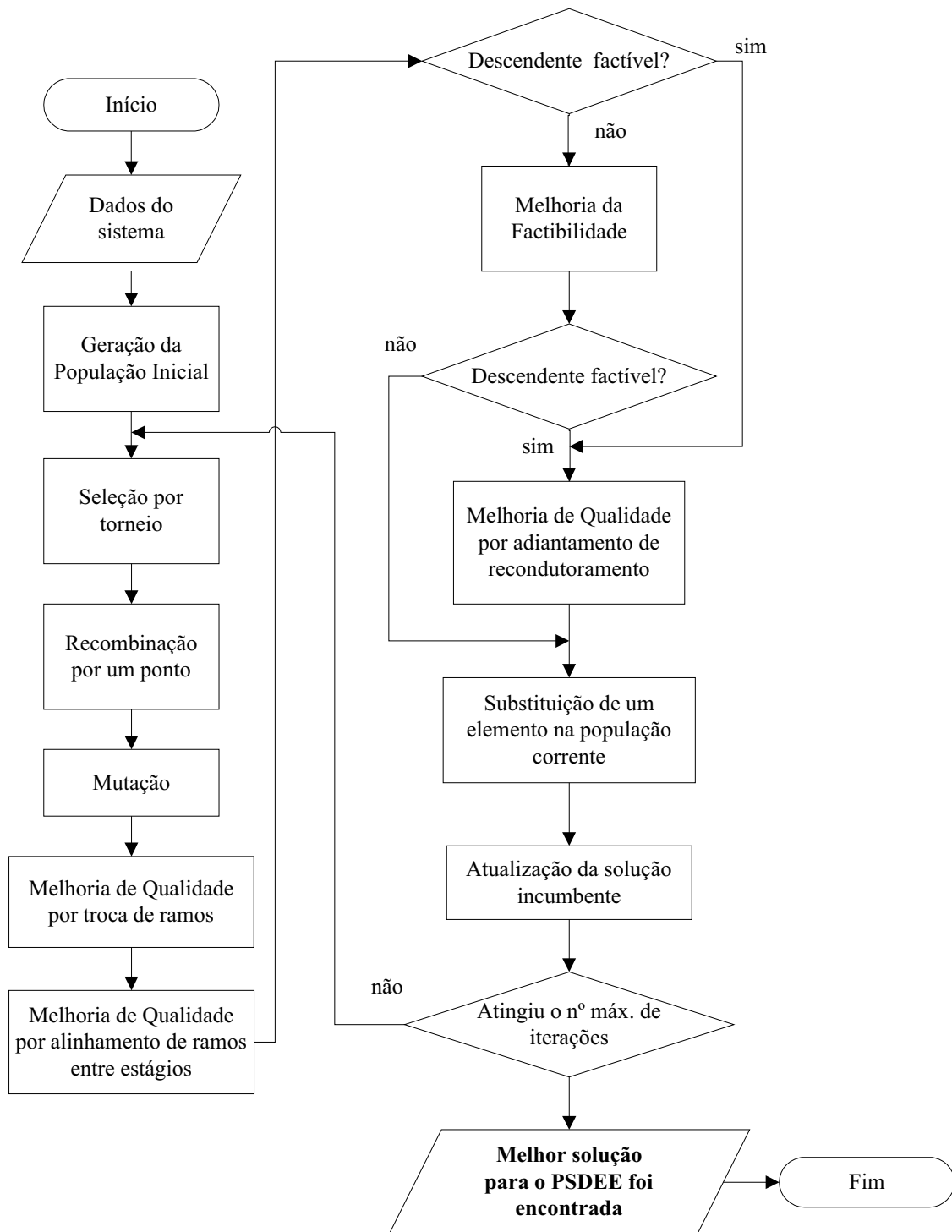
O algoritmo genético implementado termina quando atinge um número de iterações pré-definido. A Figura 17 mostra o fluxograma de implementação do AG-ESP para o problema do PSDEE.

Figura 16 - Diagrama de blocos da sub-rotina utilizada na etapa de substituição do AG-ESP.



Fonte: Da própria autora

Figura 17 - Diagrama de blocos do Algoritmo Genético Especializado implementado.



Fonte: Da própria autora

5 CONFIABILIDADE NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Considerando que o modelo de PSDEE proposto neste trabalho possui restrições associadas com índices de confiabilidade, são apresentados neste capítulo uma breve introdução sobre confiabilidade, as definições de índices de continuidade do sistema de energia elétrica e a metodologia utilizada neste trabalho para o cálculo dos valores dos referidos índices.

5.1 NOÇÕES BÁSICAS

O ideal para uma empresa de distribuição de energia elétrica (concessionária) é que a energia elétrica fornecida aos seus consumidores seja de qualidade, segura e confiável, aliada a um preço adequado.

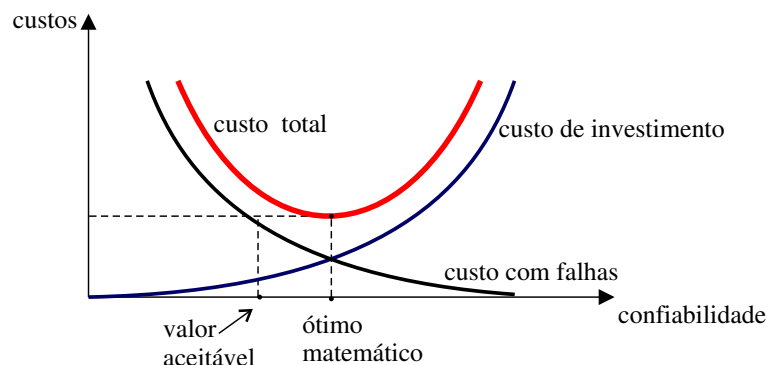
De acordo com Zapata (2011), no contexto da engenharia, a qualidade está relacionada ao desempenho dos componentes do sistema em relação às normas técnicas. A seguridade requer que o sistema não apresente perigo para os usuários e o meio ambiente, diante de critérios estabelecidos como aceitos ou permitidos. A confiabilidade por sua vez requer que os componentes de um sistema cumpram com sua função durante o tempo necessário, sob certas condições de operação especificada. Há uma estreita relação entre elas, pois a melhoria da qualidade e da seguridade resulta em melhora na confiabilidade.

A confiabilidade é definida por Zapata (2011) como sendo "a probabilidade de que um componente ou sistema possa cumprir sua função em condições operativas especificadas durante um intervalo de tempo dado". Por outro lado, segundo o autor, é economicamente inviável se projetar, construir e operar um sistema que ofereça 100 % de confiabilidade, pois o sistema está sujeito a eventos internos e externos que podem afetar os componentes e produzir falhas aleatórias, de difícil previsão do tempo exato de sua duração. A mensuração do grau de confiabilidade pode ser de forma qualitativa (subjetiva) ou quantitativa (objetiva). Na análise quantitativa, são utilizados índices numéricos que podem ser determinísticos ou probabilísticos. Na análise determinística as variáveis são tomadas como dadas ou como funções que permitem calcular seus valores para qualquer instante e na probabilística, as variáveis são consideradas aleatórias.

O aumento do nível de confiabilidade é obtido por meio do aumento com investimento e consequentemente com a diminuição do número de interrupções, como ilustrado pela Figura 18. O custo total é a soma destes dois custos individuais, representado por uma curva cujo ponto mínimo representa o ponto ótimo da confiabilidade. O grau aceitável de confiabilidade

depende do que os usuários e concessionárias estão dispostos a pagar e nem sempre coincide com o ponto ótimo matemático.

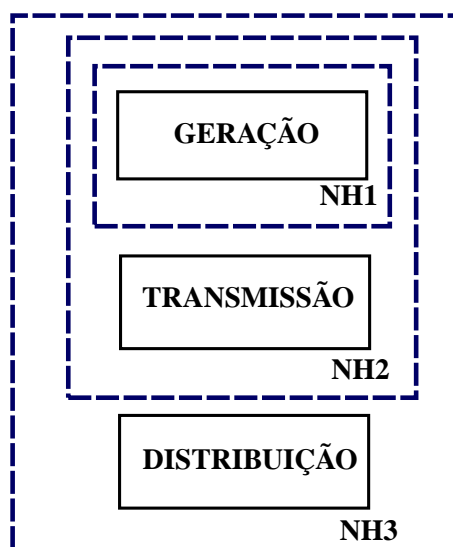
Figura 18 - Custos x confiabilidade



Fonte: Adaptado de Zapata (2011)

Os estudos de confiabilidade de um sistema elétrico de potência são divididos em três zonas funcionais sendo elas: geração, transmissão e distribuição. Para Andrade (2007), nos estudos sobre confiabilidade, estas zonas podem ser combinadas para compor os níveis hierárquicos, conforme ilustra a Figura 19. Assim, o nível hierárquico I (NH1) refere-se à avaliação da confiabilidade do sistema de geração, o nível hierárquico II (NH2) refere-se à avaliação da confiabilidade composta pela geração e transmissão, enquanto o nível hierárquico 3 (NH3), está relacionado à avaliação do sistema completo.

Figura 19 - Níveis hierárquicos utilizados nos estudos da confiabilidade



Fonte: Adaptado de Andrade (2007)

Segundo Andrade (2007), os estudos no nível NH3 não são usualmente realizados, devido à elevada dimensão do problema real e, assim, a avaliação da confiabilidade do sistema de distribuição tem sido desenvolvida de forma separada dos sistemas de geração e transmissão.

De acordo com Andrade (2007), até a década de 1980 o sistema de distribuição recebeu menos atenção nos estudos envolvendo a avaliação de confiabilidade do que nos sistemas de geração e transmissão, tendo em vista o alto custo e impacto das consequências das falhas na geração e transmissão. Por outro lado, Zapata (2011) ressalta que é no sistema de distribuição que se encontra a maior parte dos consumidores e a porção dominante do sistema de potência e, conseqüentemente, uma parte com um grande potencial para melhorar o sistema de potência em sua totalidade. Para mensurar a confiabilidade de um sistema de distribuição podem ser utilizadas técnicas como blocos de frequência e duração, simulação de Monte Carlo, dentre outras.

Um sistema de distribuição consiste de um conjunto de componentes ligados em série, incluindo linhas, disjuntores, chaves fusíveis, chaves seccionadoras. Um consumidor conectado em algum ponto de carga requer que todos os componentes entre ele e a subestação estejam operando devidamente e isto tem uma grande influência sobre a confiabilidade. Geralmente, uma rede de distribuição de energia elétrica opera de forma radial, com o fluxo de energia elétrica da subestação indo em direção aos pontos de carga em que estão conectados os consumidores. Uma falha em um dos trechos resulta na interrupção de energia elétrica aos consumidores ligados naquele caminho. Neste contexto é importante o desenvolvimento de estudos que indiquem as posições estratégicas para a instalação de equipamentos de proteção e seccionamento no sistema como feito em Silva (2005), pois possibilita que o menor número de consumidores do sistema sejam afetados em situações de ocorrência de falhas, que resulta na melhoria dos valores dos indicadores de continuidade.

Para quantificar a qualidade do serviço prestado pelas empresas distribuidoras de energia elétrica, com a privatização do setor na década de 1990 no Brasil, foi criado um órgão responsável por acompanhar, regular e fiscalizar as concessionárias, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que define os valores dos limites dos indicadores de continuidade a serem atingidos pelas concessionárias. Desta maneira, ficam estabelecidas metas a serem cumpridas pelas concessionárias para determinados períodos de tempo e, caso não respeitadas, ficam sujeitas a determinadas penalizações. Assim sendo, é importante que os estudos relacionados ao planejamento do sistema de distribuição de energia elétrica disponham de estratégias que permitam prever razoavelmente o comportamento destes índices ao longo do horizonte do planejamento.

No contexto do planejamento da expansão do sistema de distribuição de energia elétrica, de acordo com a literatura especializada consultada sobre o assunto, os trabalhos buscam encontrar primeiro um plano otimizado de expansão em relação aos custos de investimento e de operação e a confiabilidade é avaliada em uma segunda etapa do processo. Por outro lado, como já mencionado no Capítulo 2, as pesquisas da literatura disponível sobre PSDEE mostram uma tendência na formulação de modelos e metodologias que visem encontrar um plano de expansão

otimizado com características que favoreçam as condições de confiabilidade do sistema a ser projetado. Assim, neste trabalho a confiabilidade é inserida no conjunto de restrições do modelo por meio da avaliação dos limites dos índices de confiabilidade FIC, DIC, DEC e FEC definidos na próxima seção.

5.2 INDICADORES DE CONTINUIDADE DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Como mencionado anteriormente, a qualidade do serviço prestado pela distribuidora de energia elétrica pode ser avaliada pelos indicadores de continuidade, que são calculados tomando como base a frequência e o tempo das interrupções do serviço. No Brasil estes indicadores são estabelecidos pela ANEEL e podem ser consultados no Módulo 8 do PRODIST/2013, sendo os mais conhecidos o DIC, FIC, DEC e FEC que serão abordados na subseção 5.2.1. No âmbito internacional os indicadores de continuidade utilizados tem como referência o *IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices* e os mais difundidos na literatura são o SAIFI e o SAIDI, bastante utilizados em pesquisas envolvendo confiabilidade no sistema de distribuição. Neste trabalho foram abordados somente os índices utilizados na metodologia proposta.

5.2.1 Indicadores de continuidade adotados no Brasil

5.2.1.1 FIC - Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora

O valor do FIC é a quantidade k de interrupções da unidade consumidora em um período considerado e pode ser determinado utilizando a Equação (37) a seguir:

$$FIC = k \quad (\text{interrupções}) \quad (37)$$

sendo:

k : o número de interrupções da unidade consumidora considerada no período de apuração.

5.2.1.2 DIC - Duração de Interrupção por Unidade Consumidora

O valor do DIC da unidade consumidora é o somatório da duração de cada interrupção i e pode ser determinado pela equação a seguir:

$$DIC = \sum_{i=1}^k t(i) \quad (38)$$

sendo:

$t(i)$: Duração da interrupção i

k : Número de interrupções da unidade consumidora no período de apuração.

5.2.1.3 FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

O valor do FEC é a razão entre o somatório dos valores do FIC das unidades consumidoras j pertencentes a um conjunto de C_c unidades consumidoras pelo número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração e pode ser calculado pela Equação (39):

$$FEC = \frac{\sum_{j=1}^{C_c} FIC(j)}{C_c} \quad (39)$$

sendo,

j : Índice de unidades consumidoras atendidas ou faturadas do conjunto de unidades consumidoras.

C_c : número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração.

5.2.1.4 DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

O valor do DEC é a razão entre o somatório dos valores do DIC das unidades consumidoras j pertencentes a um conjunto de C_c unidades consumidoras pelo número total de consumidores do conjunto no período de apuração e pode ser calculado pela Equação (40):

$$DEC = \frac{\sum_{j=1}^{C_c} DIC(j)}{C_c} = \frac{\sum_{j=1}^{C_c} \sum_{i=1}^k t(i)}{C_c} \quad (40)$$

O FIC e DIC são indicadores de continuidade individuais, enquanto o FEC e DEC são indicadores de continuidade de um conjunto de unidades consumidoras.

5.2.2 Indicadores de Continuidade Internacionais

Os indicadores do *IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices* se constituem como uma referência mundial para avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição de energia elétrica e os indicadores SAIDI e SAIFI, que são detalhados a seguir, são os mais referenciados em trabalhos científicos (PIASSON, 2014) e podem ser calculados como segue:

5.2.2.1 SAIDI - System Average Interruption Duration Index

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^k t(i) N_i}{N_T} \quad (41)$$

Sendo:

k : número de interrupções.

$t(i)$: Tempo de restauração.

N_i : Número de consumidores afetados pela interrupção i .

N_T : Número total de consumidores do conjunto considerado.

5.2.2.2 SAIFI - System Average Interruption Frequency Index

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^k N_i}{N_T} \quad (42)$$

Sendo:

k : número de interrupções i .

N_i : número de consumidores afetados pela interrupção i .

N_T : número total de consumidores do conjunto.

5.3 METODOLOGIA UTILIZADA PARA O CÁLCULO DOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE

Para o cálculo dos índices definidos nas subseções anteriores, é necessário conhecer o histórico do número e tempo de falhas da concessionária. Por outro lado, quando estes valores não são conhecidos, há necessidade de se obter estimativas destes valores por meio de taxas, o qual não é uma tarefa simples, pois estas grandezas dependem das características dos componentes e de eventos independentes do sistema. Os modelos que tratam o comportamento das falhas são complexos, uma vez que as variáveis envolvidas são de natureza aleatória e, consequentemente, não são previstas de forma exata, remetendo a um tratamento probabilístico do fenômeno. A Simulação de Monte Carlo e Cadeias de Markov, dentre outros, são alguns dos modelos utilizados para a determinação destas estimativas (ZAPATA, 2011).

Para este trabalho as taxas que indicam a expectativa para o número de falhas (λ), para o tempo de reparo (TR) e para o tempo de reconfiguração (TT) foram adotadas como conhecidas e são as mesmas utilizadas em Lotero e Contreras (2011). Para o cálculo dos índices foi considerado que cada alimentador do sistema tem um disjuntor na saída da subestação e

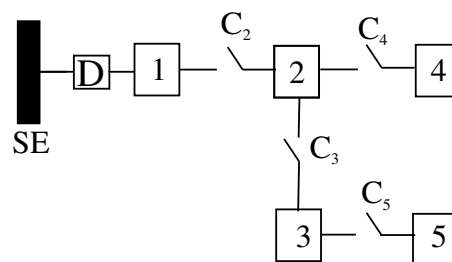
que cada ramo entre os pontos de carga possui uma chave normalmente fechada que atua em condições de falha para isolar trechos do alimentador com defeito e possibilitar que alguns consumidores possam ser restaurados. Foi considerado também que na ocorrência de uma falha o equipamento de proteção localizado na saída da subestação interrompe todos os consumidores ligados no respectivo alimentador e que o equipamento de proteção mais próximo, localizado à montante (em direção à subestação) da falta, isolará o trecho defeituoso para que seja reparado. Depois disto, o dispositivo de proteção na saída da subestação é religado para restabelecer a energia aos consumidores que estão a montante do local da interrupção, caso seja possível.

Como em Dias (2002), foi considerado que cada alimentador de distribuição pode ser dividido em **blocos** delimitados por dispositivos de proteção e/ou seccionamento, composto por trechos com seus respectivos cabos e transformadores de distribuição. Na ocorrência de uma falha em um bloco **B** os demais blocos podem ser: não atingidos, restabelecível ou permanentemente interrompido. Os blocos não atingidos são aqueles que não são afetados pela falha, enquanto o restabelecíveis são os que restabelecem o fornecimento por meio de um dispositivo de seccionamento localizado a montante do bloco **B** e os permanentemente interrompidos somente serão reenergizados após o reparo do bloco **B**.

Nesse contexto, cada bloco está sujeito a um determinado tempo de indisponibilidade de fornecimento de energia elétrica quando ocorre uma interrupção e, desta forma, foi necessário considerar o tempo de reconfiguração (TT) para os blocos que estão a montante do local da falha (blocos restabelecíveis) e tempo de reparo para os blocos que estão localizadas a jusante (se afastando da subestação) da falha (blocos permanentemente interrompidos). A seguir é apresentado um exemplo didático baseando-se em Dias (2002) para ilustrar como foram calculados os índices FIC, FEC, DIC e DEC.

Seja um alimentador cuja configuração está representada na Figura 20. Os blocos estão indicados por números e as chaves de proteção são normalmente fechadas. Foi adotado que as taxas de falhas para cada bloco, associado com o ramo, são respectivamente iguais a λ_1 , λ_2 , λ_3 , λ_4 e λ_5 e o tempo de reparo e de reconfiguração sejam iguais a TR e TT, respectivamente.

Figura 20 - Ilustração de um alimentador



Fonte: Da própria autora

5.3.1 Cálculo do FIC e FEC

Para calcular a frequência que ocorrem as interrupções individuais e no conjunto (alimentador), foi necessário identificar inicialmente o efeito de cada falha em todos os blocos do sistema. O quadro da Figura 21 a seguir mostra como a falha em um bloco do exemplo dado afeta os demais pertencentes ao alimentador, sendo que *R* indica que o bloco em análise ficará com a energia interrompida até que a falha seja reparada e *T* indica que os consumidores do bloco terão a energia restabelecida pelo dispositivo de proteção *D* após a interrupção.

Figura 21 - Efeitos de cada falha sobre os demais blocos

BLOCO COM DEFEITO	BLOCOS AFETADOS				
	1	2	3	4	5
1	R	R	R	R	R
2	T	R	R	R	R
3	T	T	R	T	R
4	T	T	T	R	T
5	T	T	T	T	R

Fonte: Da própria autora

As informações contidas na Figura 22 permitem quantificar o número de interrupções em um período de tempo à qual fica sujeito cada bloco com a ocorrência das faltas no sistema. No exemplo dado, a falha no bloco 1 provoca interrupções em todos os demais blocos do alimentador λ_1 vezes, pois quando ocorre a falta no alimentador a chave *D* é aberta.

Figura 22 - Número de interrupções ocorridas nos blocos com as falhas

FALHA	BLOCOS AFETADOS				
	1	2	3	4	5
1	λ_1	λ_1	λ_1	λ_1	λ_1
2	λ_2	λ_2	λ_2	λ_2	λ_2
3	λ_3	λ_3	λ_3	λ_3	λ_3
4	λ_4	λ_4	λ_4	λ_4	λ_4
5	λ_5	λ_5	λ_5	λ_5	λ_5

Fonte: Da própria autora

Com as informações da Figura 22, pode-se obter a frequência de interrupções dos pontos de carga a que cada bloco está sujeito (FIC) em um determinado período, fazendo o somatório da coluna a que cada bloco está associado.

$$FIC_1 = \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_4 + \lambda_5$$

$$FIC_2 = \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_4 + \lambda_5$$

$$FIC_3 = \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_4 + \lambda_5$$

$$FIC_4 = \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_4 + \lambda_5$$

$$FIC_5 = \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_4 + \lambda_5$$

Assim, para k falhas o FIC para cada bloco pode ser determinado pela Equação (43) a seguir.

$$FIC = \sum_{i=1}^k \lambda_i \quad (43)$$

sendo:

k : Número de interrupções ocorridas.

λ_i : estimativa da taxa de ocorrência de falhas que provoca a interrupção i .

Agora, considerando o número de consumidores N_j de cada bloco j afetados pela falha obtém-se o quadro da Figura 23 a seguir.

Figura 23 - Interrupções-consumidor afetado

FALHA	BLOCOS AFETADOS				
	1	2	3	4	5
1	$\lambda_1 N_1$	$\lambda_1 N_2$	$\lambda_1 N_3$	$\lambda_1 N_4$	$\lambda_1 N_5$
2	$\lambda_2 N_1$	$\lambda_2 N_2$	$\lambda_2 N_3$	$\lambda_2 N_4$	$\lambda_2 N_5$
3	$\lambda_3 N_1$	$\lambda_3 N_2$	$\lambda_3 N_3$	$\lambda_3 N_4$	$\lambda_3 N_5$
4	$\lambda_4 N_1$	$\lambda_4 N_2$	$\lambda_4 N_3$	$\lambda_4 N_4$	$\lambda_4 N_5$
5	$\lambda_5 N_1$	$\lambda_5 N_2$	$\lambda_5 N_3$	$\lambda_5 N_4$	$\lambda_5 N_5$

Fonte: Da própria autora

As informações contidas na Figura 23 permitem também encontrar a frequência equivalente (média) de interrupções do conjunto (FEC), fazendo o somatório de todos os seus elementos e dividindo pelo número total de consumidores N_T pertencentes ao alimentador. Assim, o valor

do FEC pode ser determinado pelas equações a seguir:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^N \lambda_i N_j}{N_T} \quad (44)$$

$$FEC = \frac{\sum_{j=1}^N FIC_j N_j}{N_T} \quad (45)$$

sendo:

N : número de blocos do alimentador.

N_j : Número de consumidores afetados do bloco j pela falha i .

N_T : Número total dos consumidores do conjunto (alimentador) considerado.

5.3.2 Cálculo do DIC e DEC

Quando ocorre uma falha no alimentador o disjuntor ligado na saída da subestação e o dispositivo de proteção C_i mais próximo, a montante do bloco onde ocorreu a falha, são abertos. Os blocos que estiverem a jusante de C_i ficarão interrompidos pelo tempo de reparo do defeito. Como a falha encontra-se isolada pela chave C_i , o disjuntor D é fechado para restabelecer o fornecimento aos consumidores a montante da falha. Assim, para o problema em questão, há dois tempos de respostas quando ocorre uma falta, o tempo de reparo do defeito (TR) e o tempo para restabelecer o fornecimento de energia aos blocos a montante do bloco no qual ocorreu a falha (TT). Pela classificação do bloco (I ou R) apresentada anteriormente na Figura 21, cada bloco está sujeito a um tempo de indisponibilidade de fornecimento de energia elétrica. É apresentado a seguir o tempo de duração da indisponibilidade de cada bloco pertencente ao alimentador.

Figura 24 - Duração das interrupções dos blocos

FALHA	BLOCOS AFETADOS				
	1	2	3	4	5
1	$\lambda_1 TR$	$\lambda_1 TR$	$\lambda_1 TR$	$\lambda_1 TR$	$\lambda_1 TR$
2	$\lambda_2 TT$	$\lambda_2 TR$	$\lambda_2 TR$	$\lambda_2 TR$	$\lambda_2 TR$
3	$\lambda_3 TT$	$\lambda_3 TT$	$\lambda_3 TR$	$\lambda_3 TT$	$\lambda_3 TR$
4	$\lambda_4 TT$	$\lambda_4 TT$	$\lambda_4 TT$	$\lambda_4 TR$	$\lambda_4 TT$
5	$\lambda_5 TT$	$\lambda_5 TT$	$\lambda_5 TT$	$\lambda_5 TT$	$\lambda_5 TR$

Fonte: Da própria autora

Pelas informações contidas na Figura 24, o tempo de interrupção que é provocado pela falha de cada bloco é igual ao somatório dos valores de suas respectivas linhas. O tempo de interrupção (DIC) dos pontos de carga de cada bloco é obtido fazendo o somatório dos elementos da respectiva coluna. Assim, os valores do DIC dos pontos de carga de cada bloco são:

$$DIC_1 = \lambda_1 TR + \lambda_2 TT + \lambda_3 TT + \lambda_4 TT + \lambda_5 TT$$

$$DIC_2 = \lambda_1 TR + \lambda_2 TR + \lambda_3 TT + \lambda_4 TT + \lambda_5 TT$$

$$DIC_3 = \lambda_1 TT + \lambda_2 TT + \lambda_3 TR + \lambda_4 TT + \lambda_5 TR$$

$$DIC_4 = \lambda_1 TT + \lambda_2 TT + \lambda_3 TT + \lambda_4 TR + \lambda_5 TT$$

$$DIC_5 = \lambda_1 TT + \lambda_2 TT + \lambda_3 TT + \lambda_4 TT + \lambda_5 TR$$

Portanto, para k falhas no sistema a duração da interrupção para cada bloco é determinado por:

$$DIC = \sum_{i=1}^k \lambda_i t_i \quad (46)$$

sendo:

t_i : tempo da interrupção i .

As informações contidas na Figura 25 mostram a duração das falhas nos blocos associadas aos seus respectivos números de consumidores afetados pela interrupção.

O valor do DEC é determinado pela razão entre o somatório dos elementos da matriz (i,j) e o número total dos consumidores N_T do alimentador. Assim, o DEC pode ser determinado por uma das Equações a seguir:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^N \lambda_i t_i N_j}{N_T} \quad (47)$$

Figura 25 - Duração das interrupções dos blocos - consumidores afetados

BLOCO COM DEFEITO	BLOCOS AFETADOS				
	1	2	3	4	5
1	$\lambda_1 TRN_1$	$\lambda_1 TRN_2$	$\lambda_1 TRN_3$	$\lambda_1 TRN_4$	$\lambda_1 TRN_5$
2	$\lambda_2 TTN_1$	$\lambda_2 TRN_2$	$\lambda_2 TRN_3$	$\lambda_2 TRN_4$	$\lambda_2 TRN_5$
3	$\lambda_3 TTN_1$	$\lambda_3 TTN_2$	$\lambda_3 TRN_3$	$\lambda_3 TTN_4$	$\lambda_3 TRN_5$
4	$\lambda_4 TTN_1$	$\lambda_4 TTN_2$	$\lambda_4 TTN_3$	$\lambda_4 TRN_4$	$\lambda_4 TTN_5$
5	$\lambda_5 TTN_1$	$\lambda_5 TTN_2$	$\lambda_5 TTN_3$	$\lambda_5 TTN_4$	$\lambda_5 TRN_5$

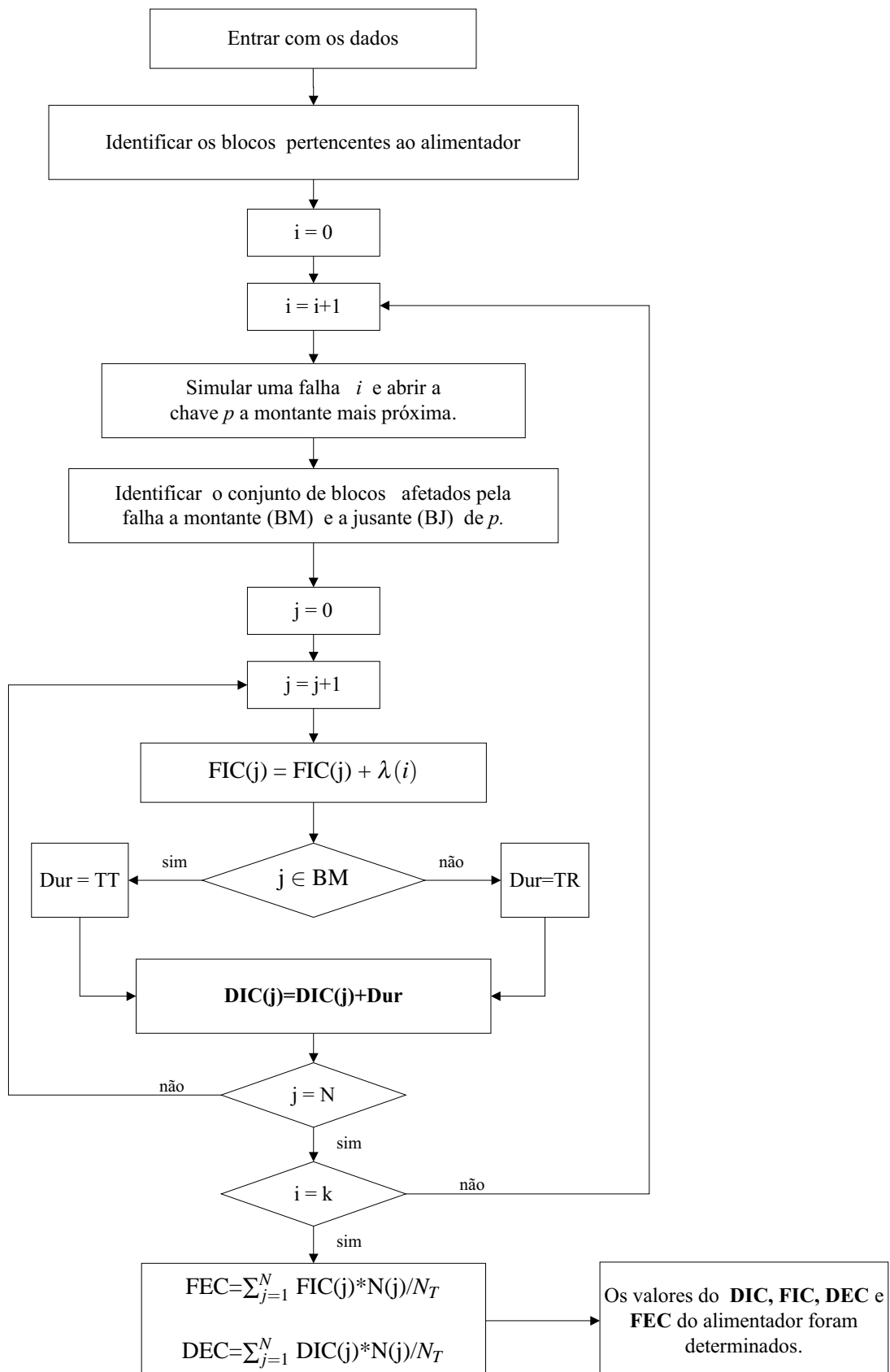
Fonte: Da própria autora

$$DEC = \frac{\sum_{j=1}^N DIC_j N_j}{N_T} \quad (48)$$

Diante do apresentado nesta subseção, ficam assim determinados os índices de continuidade do exemplo proposto, que objetivou ilustrar a metodologia utilizada para o cálculo dos índices para cada topologia da solução candidata encontrada pelo AG-ESP.

O diagrama apresentado na Figura 26 apresenta de forma esquemática a rotina utilizada para o cálculo dos índices de confiabilidade para cada alimentador das soluções candidatas .

Figura 26 - Fluxograma para o cálculo dos índices de confiabilidade



Fonte: Da própria autora

6 TESTES E RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos ao aplicar o Algoritmo Genético Especializado proposto no problema de PSDEE. Os resultados estão organizados em três partes, na primeira estão aqueles obtidos dos testes realizados considerando o planejamento estático, na segunda os resultados considerando o planejamento multiestágio dinâmico e na terceira os resultados dos testes considerando o planejamento multiestágio dinâmico atendendo as restrições relacionadas com a confiabilidade. Nos testes realizados considerando o planejamento estático, foram testados os sistemas de 23 e 136 barras. Para o planejamento multiestágio os sistemas de 54 e 417 barras e para o planejamento multiestágio considerando as restrições de confiabilidade o sistema de 27 barras. As ações previstas para o planejamento são: construção e/ou recondutoramento de circuitos, construção e/ou ampliação de capacidade de subestações. Os dados completos dos sistemas testados encontram-se nos Anexos B, C, D, E e F.

O algoritmo proposto foi implementado na linguagem MATLAB utilizando uma máquina com processador Intel(R) Core(TM)i7 CPU 2,70 GHz com sistema operacional Windows.

6.1 PSDEE ESTÁTICO

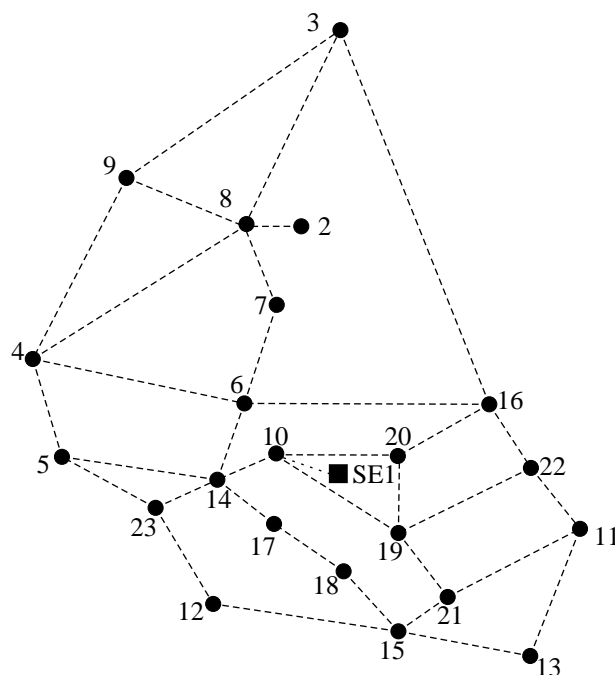
6.1.1 Sistema de 23 Barras

O sistema de distribuição de 23 barras de 34,5 kV possui uma única subestação construída com capacidade de 10 MVA com 35 rotas factíveis para construção de circuitos ilustradas na Figura 27. Este sistema foi avaliado por Nahman e Peric (2008), Gomez et al. (2004), Oliveira (2010) e Souza (2011).

Para este sistema foram realizados dois tipos de testes (Teste 1 e Teste 2) para se obter o plano de expansão do sistema de distribuição de energia elétrica de custo mínimo. No primeiro foram considerados os custos com construção de circuitos novos e perdas ativas no sistema e para o segundo são considerados os custos com investimento (construção de circuitos e subestações), custos com perdas ativas e custos com operação das subestações do sistema.

Para a realização destes testes foi considerado que o planejamento ocorreu em uma única etapa e que o desvio máximo de tensão permitido foi de 3%, fator de potência médio igual a 0,9, o custo de perdas de energia igual a 0,05 US\$/kWh, fator de perdas igual a 0,35, a taxa de juros igual a 10% a.a. em um horizonte de planejamento de 20 anos, com duas opções de condutores 1/0 e 4/0.

Figura 27 - Rotas propostas para o sistema de 23 barras



Fonte: Adaptado de Oliveira (2010)

6.1.1.1 Sistema de 23 Barras - Teste 1

Para este teste foi gerada uma população inicial de 50 indivíduos e um número máximo de iterações igual a 100. A fase de melhoria local conseguiu resultados promissores para em média de 92% das soluções candidatas. Os valores dos custos e a configuração da melhor solução obtida estão apresentados na Tabela 1 e Figura 28, respectivamente.

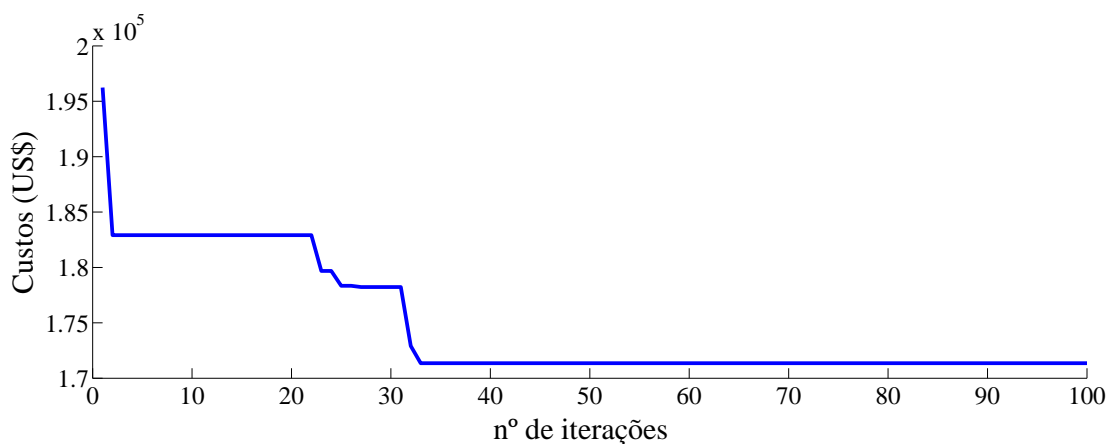
Tabela 1 - Custos da melhor solução encontrada pelo AG-ESP para o sistema de 23 barras - Teste 1

Custos (US\$)		
Circuitos	Perdas	Total
151.136	20.217	171.353

Fonte: Da própria autora

Os valores das perdas ativas totais, da tensão mínima e da potência aparente fornecida pela subestação da solução otimizada são: 15,49 kW, 1,024 p.u e 7,06 MVA, respectivamente. Todos os condutores são do tipo 1/0. Na Tabela 2 estão apresentados os resultados obtidos com outras metodologias para este sistema, como em Gomez et al. (2004) que utilizou a metaheurística de colônia de formigas e em Nahman e Peric (2008) que utilizou *Simulated Annealing*, em Oliveira (2010) que utilizou um algoritmo heurístico construtivo associado com o Algoritmo de *Branch and Bound* e em Souza (2011) que utilizou a metaheurística VNS.

Figura 29 - Gráfico dos valores da incumbente ao longo das gerações - Sistema de 23 barras - Teste 1



Fonte: Da própria autora

6.1.1.2 Sistema de 23 Barras - Teste 2

Para este teste foi considerado que a capacidade máxima da subestação da barra 1 foi modificada para 4 MVA sem a possibilidade de expansão e que na barra 2 há uma subestação candidata de 4 MVA com custo de construção de US\$ 1000000. O custo de operação da subestação é de 0,00001 US\$/kVA²h. Para a realização deste teste foi gerada uma população inicial de 60 indivíduos. O número máximo de iterações utilizado foi de 300. O tempo de processamento do AGCB foi em média de 31 segundos.

Os valores dos custos da melhor solução estão apresentados na Tabela 3 a seguir.

Tabela 3 - Custos da melhor solução encontrada pelo AG-ESP para o Sistema de 23 barras - Teste 2

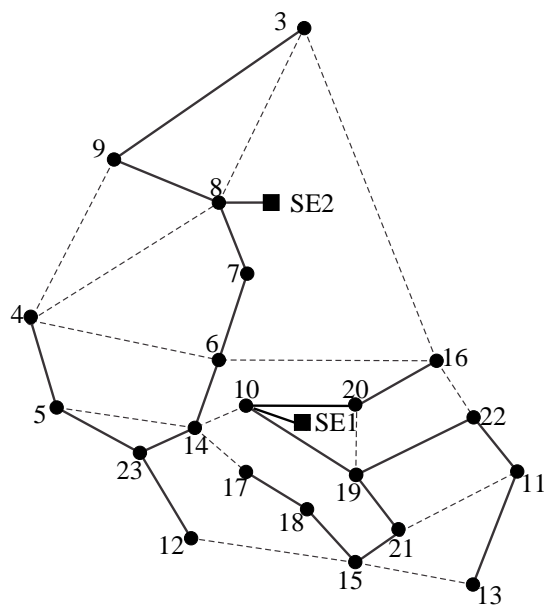
Circuitos	Perdas	Custos (US\$)		
		Subestação	Operação	Total
149.712,34	14.259,09	1.000.000,00	6.492.761,15	7.656.732,64

Fonte: Da própria autora

O valor das perdas ativas totais da melhor solução encontrada foi de 10,92 kW e a tensão mínima foi de 1,026 na barra 4. As subestações SE1 e SE2 fornecem respectivamente ao sistema 3,52 MVA e 3,53 MVA de potência aparente. Todos os condutores são do tipo 1/0. Os resultados e a topologia da solução otimizada são os mesmos obtidos nos trabalhos de Oliveira (2010) e Souza (2011).

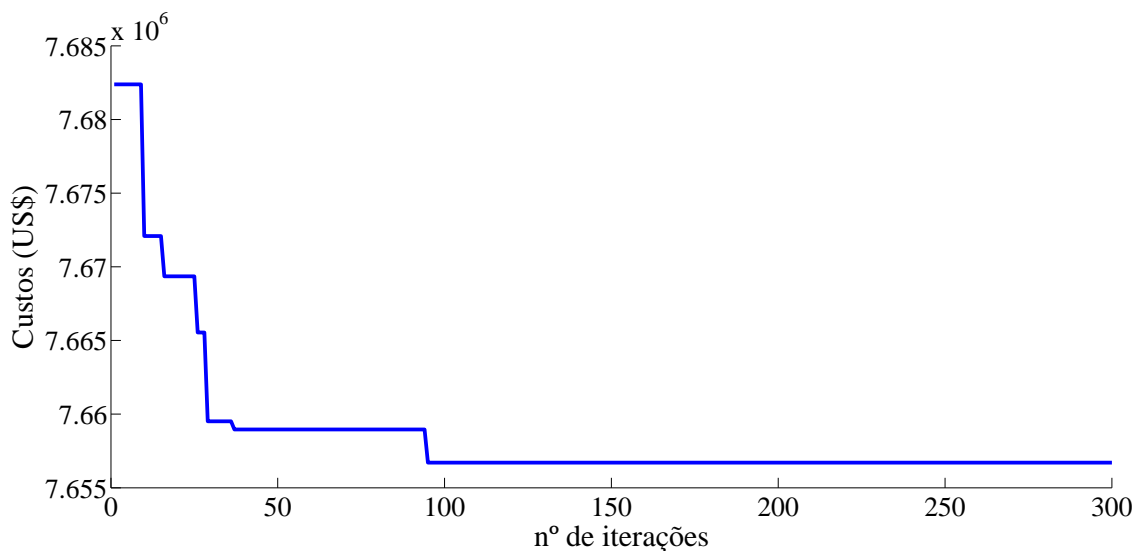
A Figura 30 ilustra a configuração da melhor solução encontrada pelo AG-ESP e a Figura 31 mostra o gráfico dos valores assumidos pela solução incumbente ao longo das iterações.

Figura 30 - Topologia da melhor solução - Sistema de 23 barras (Teste 2)



Fonte: Da própria autora

Figura 31 - Gráfico dos valores da solução incumbente - Sistema de 23 barras - Teste 2



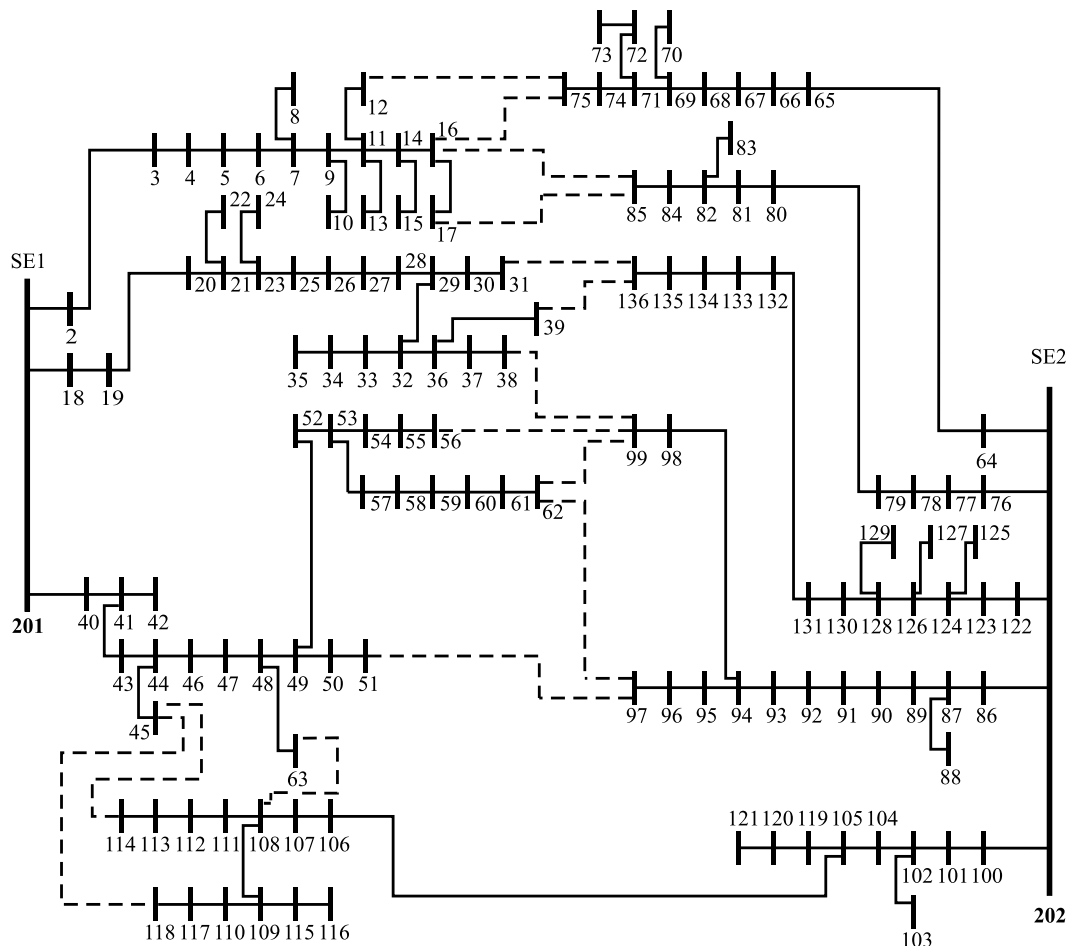
Fonte: Da própria autora

6.1.2 Sistema de 136 Barras

Este sistema possui duas subestações e 135 barras de consumo. O objetivo deste teste é o de transferir cargas de uma subestação sobrecarregada para outra com capacidade de alimentá-las. Este é um sistema de distribuição de 13,8kV, alimentado por duas subestações de 15 MVA e 10 MVA e foi testado em Oliveira (2010) e Souza (2011). Há previsão de aumento de carga para a subestação 202 que no cenário atual está operando com sua capacidade máxima. Nesse caso, é necessário planejar uma transferência de cargas de uma subestação para outra. Esta ação requer a construção de novos circuitos e a abertura de circuitos existentes para satisfazer as condições

de radialidade. Quatorze circuitos candidatos podem ser construídos no sistema, como mostra a Figura 32.

Figura 32 - Sistema de 136 barras - Circuitos existentes e propostos.



Fonte: Adaptado de Oliveira (2010).

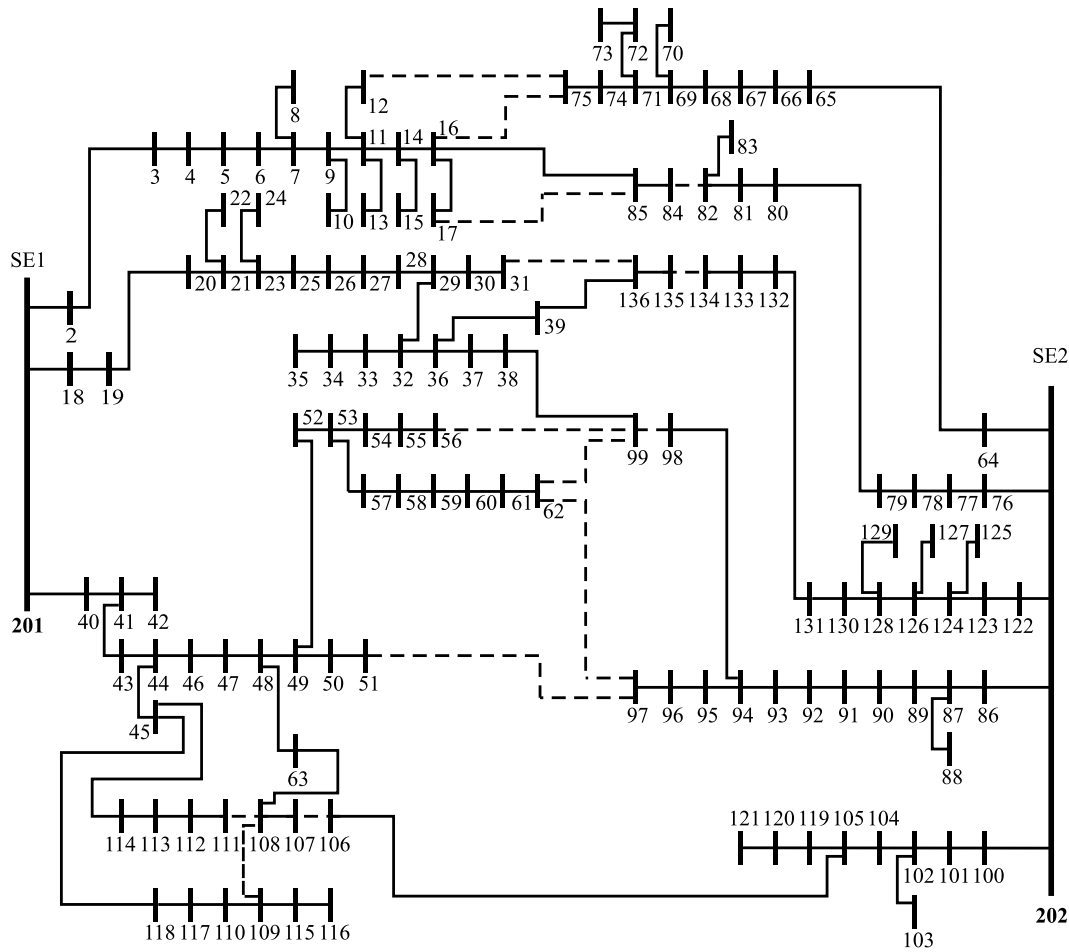
Para este teste, a máxima queda de tensão considerada admissível é de 7% e a sobretensão máxima é de 5%, o fator de potência médio é igual a 0,92, o custo das perdas de energia é de 0,001 US\$/kWh, o fator de perda é igual a 0,35, a taxa de juros é de 10% a.a. e o custo de operação da subestação é de 0,000001 US\$/kVA²h. O número de indivíduos utilizados para este teste foi de 60 e o número máximo de iterações utilizado para encontrar a melhor solução foi de 1000. O tempo de processamento foi em média de 120 segundos.

Da topologia inicial, 6 novos circuitos são construídos: 16-85, 39-136, 38-99, 45-114, 45-118 e 63-108 e consequentemente 6 já existentes são abertos para manter a radialidade do sistema 82-84, 98-99, 106-107, 108-109, 108-111 e 134-135. O valor das perdas ativas totais da melhor solução foi de aproximadamente 427,79 kW e a tensão mínima foi de 1,010 p.u. na barra 84. As subestações 201 e 202 fornecem respectivamente 10,55 MVA e 9,95 MVA de potência aparente ao sistema. A melhoria local por troca de ramos conseguiu melhorar em torno de 96% das soluções candidatas. A topologia da solução obtida pelo AG-ESP é a mesma encontrada

por Oliveira (2010) e Souza (2011).

A Figura 33 mostra a topologia da melhor solução encontrada pelo AG-ESP e a Tabela 4 apresenta os valores de seus custos.

Figura 33 - Topologia da melhor solução encontrada pelo AG-ESP para o Sistema de 136 barras



Fonte: Da própria autora

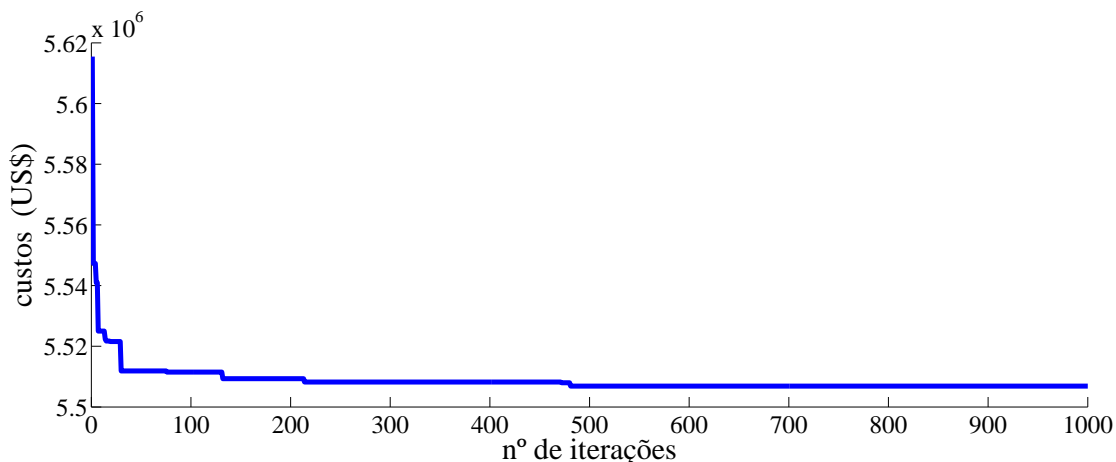
Tabela 4 - Custos da melhor solução encontrada pelo AG-ESP para o sistema de 136 barras

Custos (U\$)			
Circuitos	Perdas	Operação	Total
4.000,00	11.166,42	5.491.720,80	5.506.887,22

Fonte: Da própria autora

A Figura 34 apresenta um gráfico que ilustra o comportamento da solução incumbente ao longo das iterações.

Figura 34 - Gráfico dos valores da incumbente ao longo das gerações - Sistema de 136 barras



Fonte: Da própria autora

6.2 PSDEE MULTISTÁGIO DINÂMICO

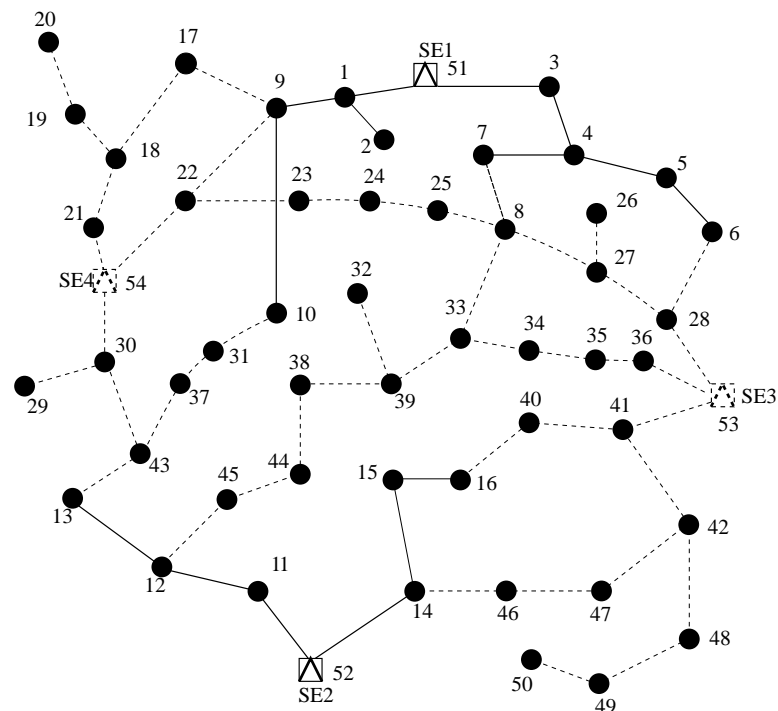
Para esta etapa o PSDEE foi dividido em vários estágios do horizonte de planejamento. A função a ser minimizada refere-se ao valor presente líquido dos custos com construção e/ou recondutoramento de circuitos, com construção e/ou repotenciação de subestações e com perdas resistivas nos circuitos. Foi estipulado que os valores da tensão nas barras estivessem na faixa de 0,95 a 1,00 p.u. e um fator de perdas igual a 0,25, taxa de juros de 10 %. O horizonte de planejamento é de 15 anos dividido em 3 estágios com intervalos de 5 anos, considerando que as ações ocorrem no início de cada estágio. As cargas deste sistema são trifásicas. A factibilidade de cada solução candidata é avaliada de acordo com as restrições operacionais definidas pelas Equações (2) a (11) do modelo matemático apresentado na Seção 3.2. Para verificar a eficiência do método utilizado, o resultado da melhor solução obtido pelo AG-ESP de cada sistema testado é comparado com os encontrados na literatura utilizando outras técnicas de solução.

6.2.1 Sistema de 54 Barras

O sistema de 54 barras foi proposto por Miranda, Ranito e Proença (1994) e adaptado por Baquero (2012). Possui duas subestações existentes com possibilidade de ampliação de suas capacidades e duas candidatas à construção durante o planejamento, 16 circuitos existentes e 45 ramos propostos, conforme ilustra a Figura 35. Os circuitos podem ser construídos, reconduzidos ou desconectados utilizando 8 tipos de condutores diferentes. A tensão nominal do sistema é de 15 kV.

Para a realização deste teste foi utilizada uma população inicial de 200 indivíduos e um número máximo de 5000 iterações. O tempo de processamento foi, em média, de 4320 segundos.

Figura 35 - Sistema de 54 barras inicial



Fonte: Adaptado de Miranda, Ranito e Proença (1994)

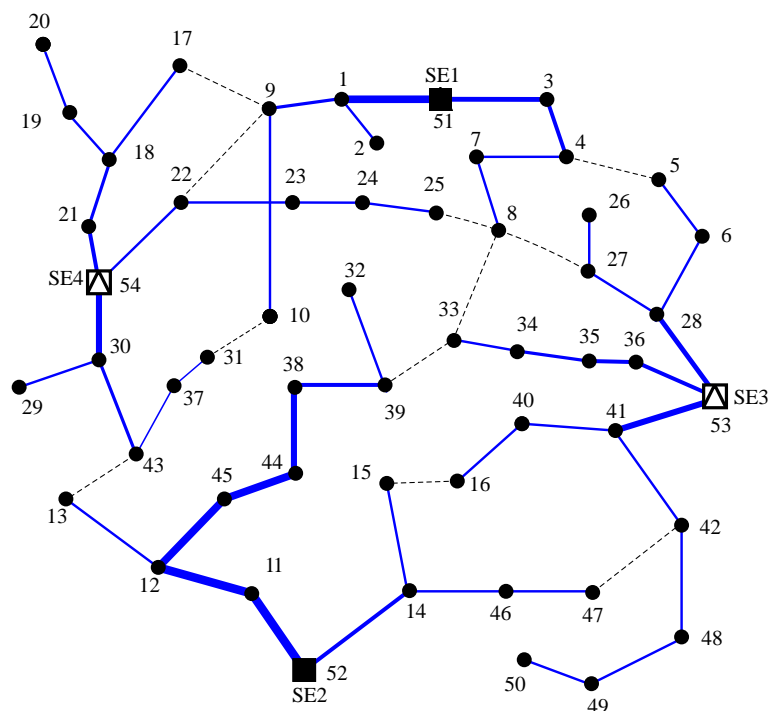
A melhor solução encontrada pelo AG-ESP indica a construção das subestações SE4 no primeiro estágio e SE3 no segundo estágio e mantém as subestações existentes (SE1 e SE2) sem ampliação de suas capacidades. O planejamento dinâmico coordenado permitiu manter a maioria dos ramos ativos em todos os estágios. Pode-se constatar também que o algoritmo evitou o recondutoramento para a maioria dos circuitos do sistema. As barras de passagens terminais 26, 27, 32 e 49 somente são ligadas no segundo estágio, tendo em vista que no primeiro suas cargas são nulas e assim não há necessidade de conectá-las. Já a barra 50 é ligada somente no terceiro estágio, pois nos estágios anteriores não há demanda neste nó de consumo. A Figura 36 apresenta a topologia do estágio 3 da melhor solução encontrada pelo AG-ESP para o sistema de 54 barras para o problema de PSDEE.

As melhorias de qualidade por troca de ramos e adiantamento de recondutoramento foram as que apresentaram melhor desempenho conseguindo melhorar em torno de 98% das soluções candidatas.

Os custos por estágio de planejamento da melhor solução encontrada pelo AG-ESP para o problema do PSDEE do sistema de 54 barras estão na Tabela 5 e a última coluna apresenta os valores atualizados para o valor presente.

A Tabela 6 apresenta os valores das capacidades máxima de cada subestação e seus respectivos valores da potência fornecida para cada um dos estágios do horizonte de planejamento.

Figura 36 - Configuração da melhor solução encontrada no estágio 3 - Sistema de 54 barras



Fonte: Da própria autora

Tabela 5 - Custos da melhor solução encontrada pelo AG-ESP para o Sistema de 54 barras (10^3 R\$)

	Custos			Custo por	Vlr. Pres.
	Circuitos	Subestação	Perdas	Estágio	Líquido
Estágio 1	1.856,95	2.400,00	564,13	4.821,08	4.821,08
Estágio 2	390,20	2.000,00	694,95	3.085,15	1.915,64
Estágio 3	65,40	0,00	1.113,17	1.178,57	454,39
				Total	7.191,11

Fonte: Da própria autora

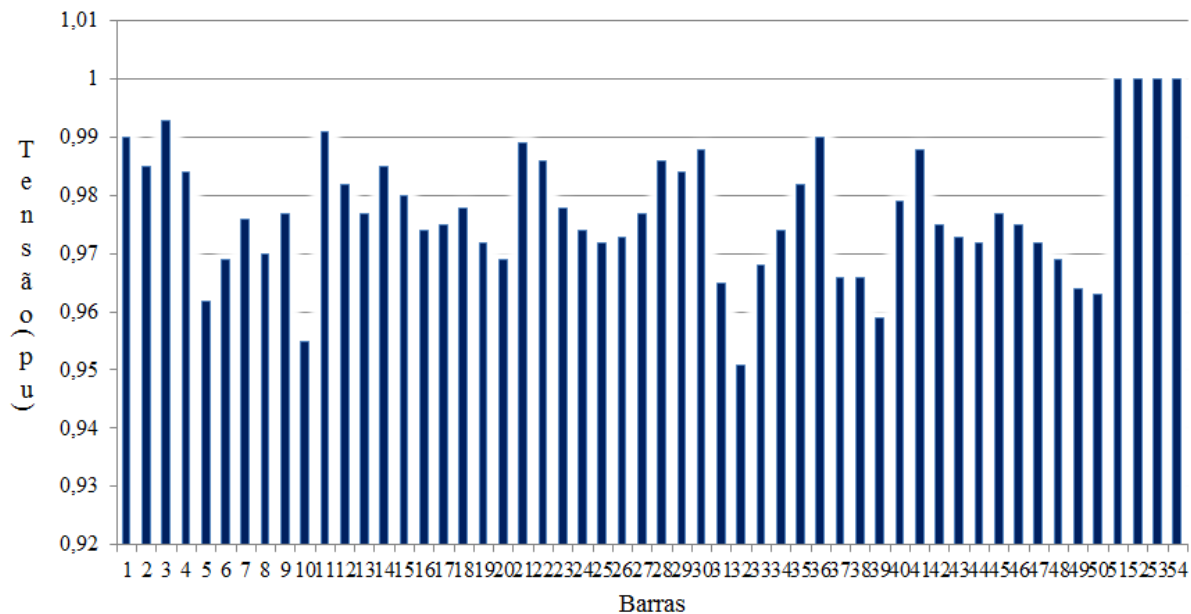
Tabela 6 - Capacidade de potência máxima e demandada das subestações da solução obtida pelo AG-ESP - Sistema de 54 barras.

SE	Estágio 1		Estágio 2		Estágio 3	
	Pot.max. (MVA)	Pot.fornecida (MVA)	Pot.max. (MVA)	Pot.fornecida (MVA)	Pot.max. (MVA)	Pot.fornecida (MVA)
SE1	(16,70)	15,61	(16,70)	14,83	(16,70)	15,28
SE2	(16,70)	12,96	(16,70)	11,56	(16,70)	15,25
SE3	—	—	(22,00)	14,09	(22,00)	20,64
SE4	(22,00)	10,12	(22,00)	14,35	(22,00)	18,43

Fonte: Da própria autora

Os valores das perdas da melhor solução por estágio são respectivamente, 679,53, 837,10 e 1.340,88 kW. Os valores mínimos obtidos nos respectivos estágios são: 0,952, 0,958 e 0,951 pu. A Figura 37 mostra o perfil de tensão da referida solução no estágio 3.

Figura 37 - Gráfico do perfil de tensão das barras do estágio 3 da solução obtida pelo AG-ESP - Sistema de 54 barras



Fonte: Da própria autora

A Tabela 7 apresenta o tipo de condutor de cada circuito da melhor solução do sistema por estágio. O valor zero indica que o circuito no estágio em análise não está ligado. A tabela também permite observar como os circuitos foram sendo construídos, repotenciados ou desativados durante os estágios do horizonte de planejamento.

Com o intuito de validar a metodologia proposta, a Tabela 8 apresenta os valores atualizados obtidos pelo AG-ESP e pelo trabalho de Baquero (2012) para o PSDEE para o sistema 54 barras. Os resultados apresentados indicam uma diminuição de 0,51% do melhor valor apresentado até o momento pela literatura, embora o tempo computacional do trabalho em referência tenha sido significativamente menor. Os valores obtidos da melhor solução obtida pelo AG-ESP em relação a referência comparada, é menor no que se refere a custos com construção e/ ou recondutoramento de circuitos, igual ao que se refere a custos com construção de subestações e maior no que diz respeito a custos com perda, o que mostra que o algoritmo apresentou um bom desempenho para encontrar soluções de boa qualidade para este teste.

Com o objetivo de caracterizar a evolução do algoritmo genético proposto ao longo das gerações, são apresentados o gráfico da Figura 38 e a Tabela 9. O gráfico mostra os valores obtidos da incumbente durante o processo e a tabela apresenta o valor obtido pelo AHC da melhor solução factível da população inicial e o melhor encontrado no final do processo. Os resultados indicam que o algoritmo possibilitou que as informações genéticas dos melhores indivíduos fossem transmitidas, tendo em vista que os descendentes foram sendo melhorados ao longo das gerações, princípio fundamental do algoritmo genético.

Tabela 7 - Tipos de condutores dos circuitos da melhor solução encontrada pelo AG-ESP- Sistema de 54 barras

Circuito	<i>i</i>	<i>j</i>	Est.1 <i>tc_{ij}</i>	Est.2 <i>tc_{ij}</i>	Est.3 <i>tc_{ij}</i>	Circuito	<i>i</i>	<i>j</i>	Est.1 <i>tc_{ij}</i>	Est.2 <i>tc_{ij}</i>	Est.3 <i>tc_{ij}</i>
1	51	1	7	7	7	32	6	28	1	1	1
2	51	3	4	4	4	33	54	30	5	5	5
3	3	4	3	3	3	34	30	29	1	1	1
4	4	7	1	1	1	35	30	43	2	2	2
5	4	5	1	0	0	36	43	37	1	1	1
6	7	8	1	1	1	37	37	31	1	1	1
7	5	6	1	1	1	38	31	10	0	0	0
8	1	9	2	2	2	39	13	43	0	0	0
9	1	2	1	1	1	40	12	45	7	7	7
10	9	10	1	1	1	41	45	44	7	7	7
11	52	14	3	3	3	42	44	38	5	5	5
12	14	15	1	1	1	43	38	39	3	3	3
13	15	16	1	0	0	44	39	32	0	1	1
14	52	11	8	8	8	45	39	33	2	0	0
15	11	12	8	8	8	46	33	8	0	0	0
16	12	13	1	1	1	47	33	34	1	1	1
17	19	20	1	1	1	48	34	35	2	2	2
18	18	19	1	1	1	49	35	36	1	1	3
19	17	18	1	1	1	50	53	36	0	3	3
20	9	17	0	0	0	51	53	28	0	4	4
21	18	21	2	2	2	52	53	41	0	5	5
22	54	21	3	3	3	53	41	40	0	1	1
23	54	22	1	1	1	54	40	16	1	1	1
24	9	22	0	0	0	55	41	42	1	1	1
25	22	23	1	1	1	56	42	48	1	1	1
26	23	24	1	1	1	57	48	49	0	1	1
27	24	25	1	1	1	58	49	50	0	0	1
28	25	8	0	0	0	59	42	47	1	0	0
29	8	27	0	0	0	60	47	46	1	1	1
30	27	26	0	1	1	61	46	14	1	1	1
31	27	28	0	1	1	-	-	-	-	-	-

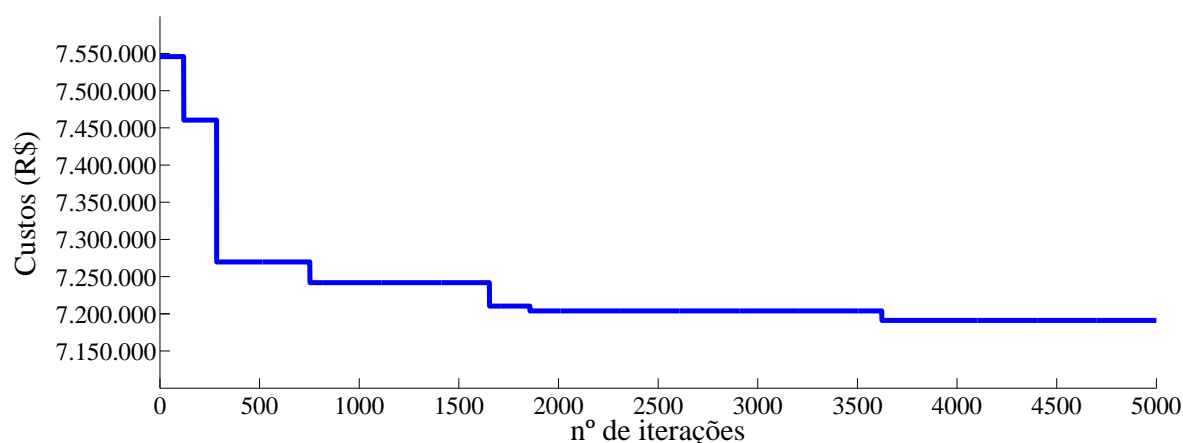
Fonte: Da própria autora

Tabela 8 - Comparativo do resultado obtido pelo AG-ESP com o da literatura - Sistema de 54 barras.

	Custos (10 ³ R\$)			Total
	Circuitos	Subestação	Perdas	
Baquero (2012)	2.235,10	3.641,80	1.351,10	7.228,00
AG-ESP	2.124,45	3.641,84	1.424,82	7.191,11

Fonte: Da própria autora

Figura 38 - Gráfico dos valores da incumbente ao longo das gerações - Sistema de 54 barras



Fonte: Da própria autora

Tabela 9 - Custos do indivíduo de melhor qualidade da população inicial e da solução obtida pelo AG-ESP

	Custos (10^3 R\$)			Vlr. Pres. Líquido
	Circuitos	Subestação	Perdas	
AHC	2.461,60	3.641,84	1.478,70	7.582,14
AG-ESP	2.124,45	3.641,84	1.424,82	7.191,11

Fonte: Da própria autora

6.2.2 Sistema de 417 Barras

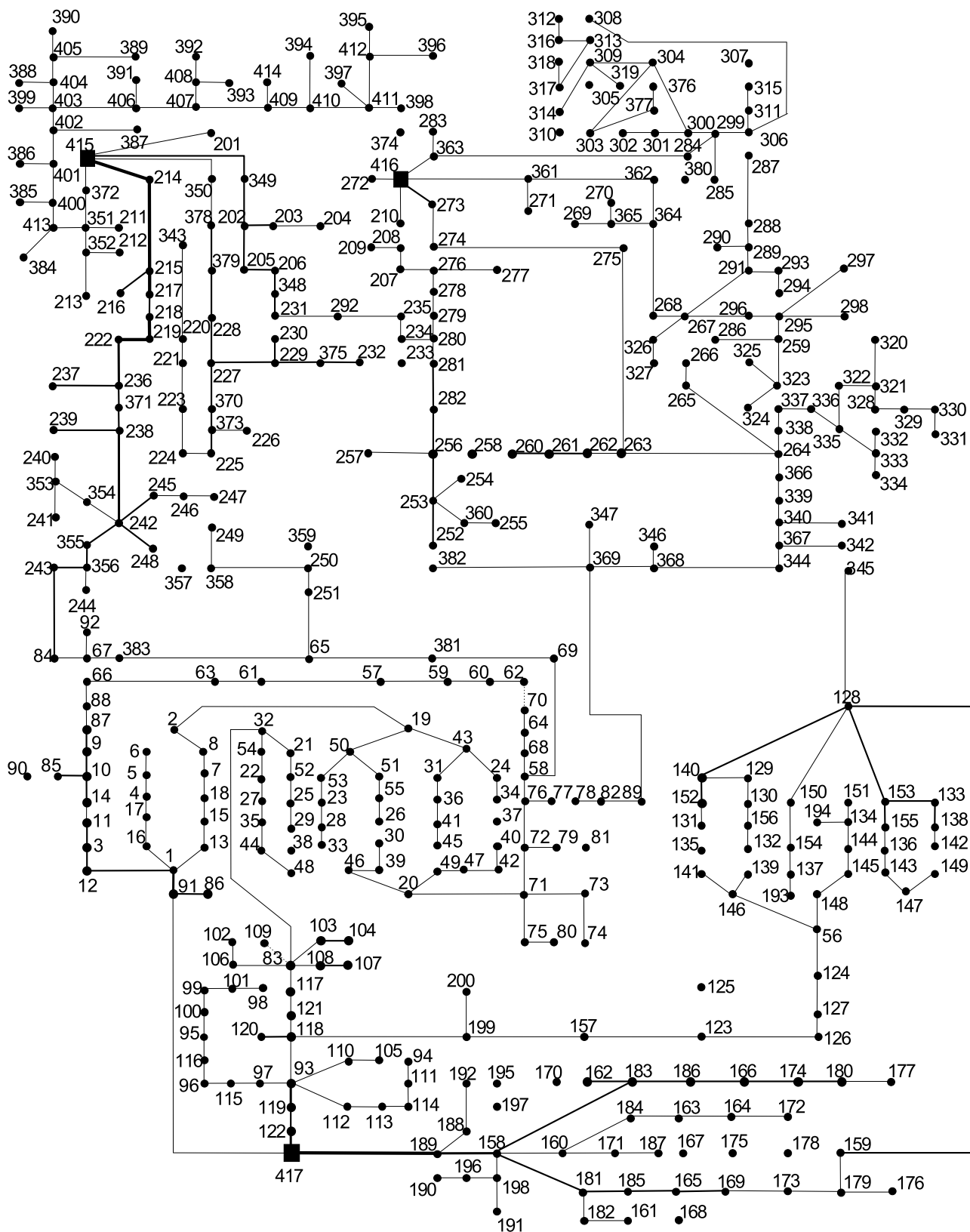
Este sistema foi proposto por Bernal-Agustín (1998) e testado por Baquero (2012). Possui duas subestações existentes sem possibilidade de ampliação e uma candidata à construção com duas alternativas de capacidade, 88 circuitos existentes e 385 ramos propostos. A tensão nominal do sistema é de 10 kV.

Para a realização deste teste foram utilizados 300 indivíduos para compor a população inicial e um número máximo de 5000 iterações. O tempo de processamento foi em média de $1,78 \times 10^6$ segundos.

A melhor solução encontrada pelo AG-ESP indica a construção da subestação na barra 416 no primeiro estágio. Assim como ocorreu para o sistema de 54 barras, o plano de expansão otimizado evitou o recondutoramento entre os estágios da maioria dos circuitos e a conexão de barras terminais com demanda nula, evitando gastos desnecessários com construção de circuitos. A Figura 39 mostra a topologia encontrada no estágio 3 da melhor solução encontrada pelo AG-ESP para o sistema de 417 barras.

Os custos por estágio de planejamento da melhor solução encontrada pelo AG-ESP para o problema do PSDEE do sistema de 417 barras está apresentado na Tabela 10 e a última coluna apresenta os valores atualizados para o valor presente.

Figura 39 - Configuração da melhor solução encontrada no estágio 3 - Sistema de 417 barras



Fonte: Adaptado de Bernal-Agustín (1998)

Tabela 10 - Custos da melhor solução encontrada pelo AG-ESP para o Sistema de 417 barras (10^3 R\$)

	Custos			Custo por	Vlr. Pres.
	Circuitos	Subestação	Perdas	Estágio	Líquido
Estágio 1	1.227,21	2.000,00	207,73	3.434,94	3.434,94
Estágio 2	88,46	–	382,45	470,91	292,40
Estágio 3	292,06	–	571,53	863,59	332,95
	Total				4.060,29

Fonte: Da própria autora

A Tabela 11 apresenta os valores das capacidades máxima de cada subestação e seus respectivos valores da potência fornecida para o sistema por estágio da solução encontrada para o sistema de 417 barras.

Tabela 11 - Capacidade de potência máxima e demandada das subestações - Sistema de 417 barras.

	Estágio 1		Estágio 2		Estágio 3	
SE	Pot.max. (MVA)	Pot.fornecida (MVA)	Pot.max. (MVA)	Pot.fornecida (MVA)	Pot.max. (MVA)	Pot.fornecida (MVA)
SE1	(40,0)	4,52	(40,0)	6,44	(40,0)	10,56
SE2	(8,0)	6,21	(8,0)	7,94	(8,0)	7,99
SE3	(40,0)	7,81	(40,0)	10,51	(40,0)	12,72

Fonte: Da própria autora

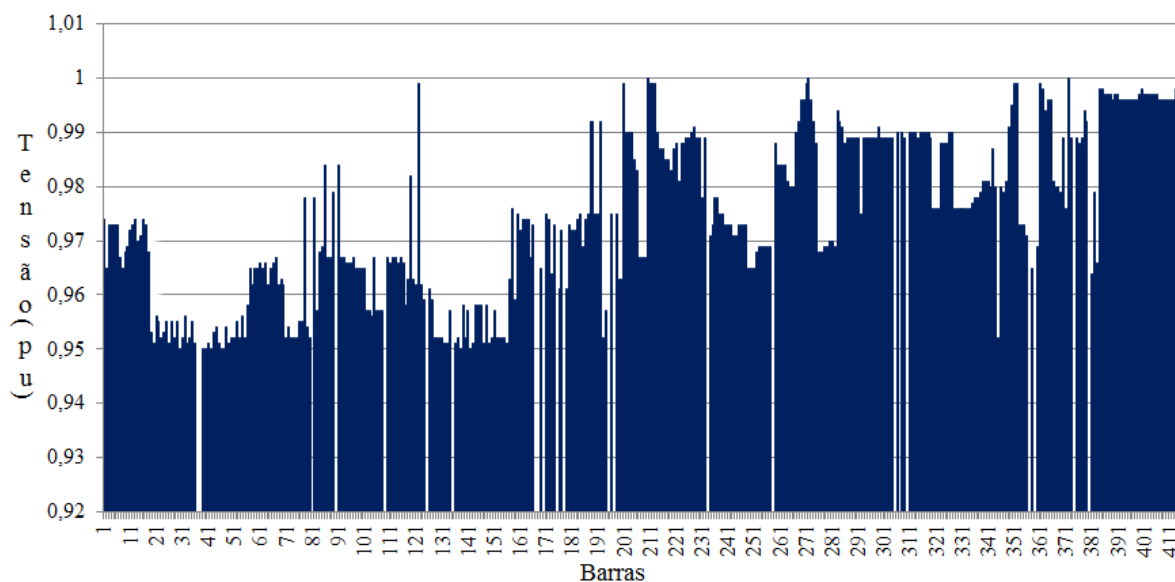
Os valores das perdas da melhor solução por estágio são respectivamente 250,22, 460,68 e 688,44 kW. Em relação ao perfil de tensão da solução minimizada, os valores de tensão mínima nos três estágios são: 0,964, 0,953 e 0,950 p.u., respectivamente.

A Figura 40 mostra o gráfico dos valores da magnitude de tensão da topologia do estágio 3 da solução obtida e a Tabela 12 apresenta o tipo de condutor indicado de cada circuito por estágio.

Para comparar os resultados obtidos neste trabalho com os da literatura, a Tabela 13 apresenta os valores dos custos atualizados pelo valor presente encontrados pelo AG-ESP e pelo trabalho de Baquero (2012) para o PSDEE multiestágio dinâmico para o sistema de 417 barras. Os resultados apresentados mostram que a melhor solução obtida pelo AG-ESP é maior 4,35% que o melhor resultado apresentado até o momento pela literatura para este sistema.

Com o objetivo de mostrar a evolução do algoritmo durante o processo, a Tabela 14 e o gráfico da Figura 41 mostram os custos do melhor indivíduo factível obtido pelo AHC para compor a população inicial e os da melhor solução final obtida após as execuções sucessivas dos operadores genéticos.

Figura 40 - Gráfico do perfil de tensão das barras da solução no estágio 3 - Sistema de 417 barras



Fonte: Da própria autora

Tabela 12 - Tipos de condutores dos circuitos - Sistema de 417 barras

(continua)

Circuito	<i>i</i>	<i>j</i>	Est.1 <i>tc_{ij}</i>	Est.2 <i>tc_{ij}</i>	Est.3 <i>tc_{ij}</i>	Circuito	<i>i</i>	<i>j</i>	Est.1 <i>tc_{ij}</i>	Est.2 <i>tc_{ij}</i>	Est.3 <i>tc_{ij}</i>
1	383	67	1	1	1	24	73	74	0	0	1
2	88	66	1	1	1	25	67	92	1	1	1
3	224	223	1	1	1	26	26	30	1	1	0
4	20	71	0	0	1	27	273	274	1	1	1
5	65	383	1	1	1	28	71	72	1	1	1
6	2	19	1	1	1	29	59	57	1	1	1
7	223	221	1	1	1	30	30	39	1	1	1
8	71	73	1	1	1	31	274	208	0	0	0
9	69	381	1	1	1	32	72	79	1	1	1
10	19	50	1	1	1	33	64	70	1	1	1
11	221	220	1	1	1	34	39	46	1	1	1
12	75	71	1	1	1	35	274	275	1	1	1
13	381	65	1	1	1	36	72	76	1	1	1
14	50	51	1	1	1	37	68	64	1	1	1
15	220	219	0	0	0	38	50	53	1	1	1
16	74	80	1	1	0	39	275	263	1	1	1
17	58	69	1	1	1	40	76	77	1	1	1
18	51	55	1	1	1	41	58	68	1	1	1
19	416	272	1	1	1	42	53	23	1	1	1
20	80	75	1	1	1	43	262	263	1	1	1
21	67	84	1	1	1	44	78	82	1	1	1
22	55	26	1	0	1	45	62	60	0	0	1
23	416	273	2	2	2	46	23	28	1	1	1

Tabela 12 - Tipos de condutores dos circuitos - Sistema de 417 barras

(continuação)											
Circuito	<i>i</i>	<i>j</i>	Est.1 <i>tc_{ij}</i>	Est.2 <i>tc_{ij}</i>	Est.3 <i>tc_{ij}</i>	Circuito	<i>i</i>	<i>j</i>	Est.1 <i>tc_{ij}</i>	Est.2 <i>tc_{ij}</i>	Est.3 <i>tc_{ij}</i>
47	261	262	2	2	2	92	105	94	0	0	0
48	81	79	0	0	0	93	5	6	1	1	1
49	70	62	1	1	0	94	19	32	0	0	0
50	28	33	1	1	1	95	276	277	1	1	1
51	260	261	2	2	2	96	94	111	1	1	1
52	77	78	1	1	0	97	6	2	1	1	0
53	60	59	1	1	1	98	83	32	1	1	1
54	33	46	0	0	0	99	276	278	1	1	1
55	258	260	0	2	0	100	93	110	1	1	1
56	82	89	1	1	1	101	17	4	1	1	1
57	57	61	1	1	1	102	27	35	1	1	1
58	46	20	0	1	1	103	278	279	1	1	1
59	256	258	0	2	0	104	110	105	1	1	1
60	76	58	0	0	1	105	4	5	1	1	1
61	63	66	1	1	1	106	35	44	1	1	1
62	19	43	1	1	1	107	279	280	1	1	1
63	371	238	2	2	2	108	118	120	2	2	2
64	122	417	3	3	3	109	16	17	1	1	1
65	66	67	0	0	0	110	48	44	1	1	1
66	43	24	1	1	1	111	280	234	1	0	1
67	263	264	1	1	1	112	93	118	1	1	1
68	119	93	3	3	3	113	1	13	1	1	1
69	61	63	1	1	1	114	54	22	1	1	1
70	24	34	1	1	1	115	280	281	1	0	1
71	368	346	1	1	1	116	117	83	1	1	1
72	119	122	3	3	3	117	7	8	0	0	1
73	57	19	0	0	0	118	22	27	1	1	1
74	34	37	0	0	0	119	234	233	0	0	0
75	368	369	1	1	1	120	118	121	1	1	1
76	113	114	1	1	1	121	8	2	0	0	1
77	417	91	1	1	1	122	32	54	1	1	1
78	37	40	0	0	0	123	234	235	0	1	1
79	369	347	1	1	1	124	121	117	1	1	1
80	114	111	1	1	1	125	15	18	1	1	1
81	91	1	1	1	3	126	20	49	1	1	1
82	40	42	1	1	1	127	207	235	0	0	0
83	382	250	1	1	0	128	103	104	2	2	2
84	93	112	1	1	1	129	18	7	1	1	1
85	91	86	2	2	2	130	31	43	0	1	1
86	42	47	1	1	1	131	231	348	2	2	2
87	382	369	1	1	1	132	83	103	1	1	1
88	112	113	1	1	1	133	13	15	1	1	1
89	1	16	1	1	1	134	36	31	1	1	1
90	47	49	1	1	1	135	348	206	2	2	2
91	207	276	1	1	1	136	104	107	0	0	0

Tabela 12 - Tipos de condutores dos circuitos - Sistema de 417 barras

(continuação)											
Circuito	<i>i</i>	<i>j</i>	Est.1 <i>tc_{ij}</i>	Est.2 <i>tc_{ij}</i>	Est.3 <i>tc_{ij}</i>	Circuito	<i>i</i>	<i>j</i>	Est.1 <i>tc_{ij}</i>	Est.2 <i>tc_{ij}</i>	Est.3 <i>tc_{ij}</i>
137	1	12	2	2	2	182	186	166	2	2	2
138	41	36	1	1	1	183	313	317	1	1	1
139	379	228	2	2	2	184	137	193	1	1	1
140	108	107	2	2	2	185	95	116	1	1	1
141	3	11	2	2	2	186	166	174	2	2	2
142	45	41	1	1	1	187	300	304	1	1	1
143	228	227	2	2	2	188	154	150	1	1	1
144	83	108	1	1	1	189	116	96	1	1	1
145	11	14	2	2	2	190	174	180	2	2	2
146	45	49	1	0	0	191	309	314	1	1	1
147	231	230	2	2	0	192	125	123	0	0	0
148	109	83	0	0	0	193	97	93	1	1	1
149	14	10	2	2	2	194	159	179	1	1	1
150	20	48	1	1	0	195	309	304	1	0	1
151	231	292	1	1	1	196	415	350	1	1	1
152	102	109	0	0	0	197	115	97	1	1	1
153	12	3	2	2	2	198	179	176	1	1	1
154	38	29	0	0	0	199	128	345	0	0	1
155	292	235	1	1	1	200	415	349	1	1	2
156	106	102	1	1	1	201	56	146	0	1	1
157	10	85	2	2	2	202	168	161	0	0	0
158	48	38	0	0	0	203	89	369	1	1	1
159	220	343	1	1	1	204	349	202	1	1	2
160	83	106	1	1	1	205	152	140	2	2	2
161	85	90	0	0	0	206	161	182	1	1	1
162	52	21	1	1	1	207	381	382	0	1	0
163	303	305	0	0	0	208	350	378	1	1	1
164	96	115	1	1	1	209	146	141	1	1	1
165	9	10	2	2	2	210	182	181	1	1	1
166	29	25	1	1	1	211	65	251	0	0	1
167	377	376	1	1	1	212	202	203	2	2	2
168	83	98	0	0	0	213	141	135	0	0	0
169	2	9	0	0	0	214	159	180	0	0	0
170	25	52	1	1	1	215	383	242	0	0	0
171	303	377	1	1	1	216	203	204	1	1	1
172	100	95	1	1	1	217	131	152	1	1	1
173	9	87	2	2	2	218	180	177	1	1	1
174	21	32	1	1	1	219	84	243	2	2	2
175	308	306	1	1	1	220	202	205	2	2	2
176	99	100	1	1	1	221	135	131	0	0	0
177	87	88	1	1	1	222	170	162	0	0	0
178	20	56	0	0	0	223	351	413	1	1	1
179	313	316	0	1	1	224	378	379	2	2	2
180	101	99	1	1	1	225	56	148	1	1	1
181	98	101	1	1	1	226	162	183	2	2	2

Tabela 12 - Tipos de condutores dos circuitos - Sistema de 417 barras

(continuação)											
Circuito	<i>i</i>	<i>j</i>	Est.1	Est.2	Est.3	Circuito	<i>i</i>	<i>j</i>	Est.1	Est.2	Est.3
			<i>tc_{ij}</i>	<i>tc_{ij}</i>	<i>tc_{ij}</i>				<i>tc_{ij}</i>	<i>tc_{ij}</i>	<i>tc_{ij}</i>
227	413	384	1	1	1	272	352	212	1	1	1
228	205	206	2	2	2	273	196	190	1	1	1
229	56	124	0	0	1	274	153	155	2	2	2
230	159	128	2	2	2	275	403	404	1	1	1
231	413	400	1	1	1	276	352	213	1	1	1
232	416	374	0	0	0	277	158	189	3	3	3
233	126	123	0	0	1	278	155	136	1	1	1
234	128	140	2	2	2	279	404	388	1	1	1
235	400	385	1	1	1	280	415	214	1	1	4
236	207	208	1	1	1	281	158	160	1	1	1
237	127	126	0	0	1	282	142	149	0	0	0
238	130	156	1	1	1	283	404	405	1	1	1
239	400	401	1	1	1	284	214	215	1	1	4
240	208	209	1	1	1	285	160	171	1	1	1
241	124	127	0	0	1	286	149	147	1	1	1
242	129	130	1	1	1	287	405	389	1	1	1
243	401	386	1	1	1	288	215	216	2	2	2
244	208	210	1	1	0	289	171	187	1	1	1
245	199	118	1	1	1	290	133	138	2	2	2
246	140	129	2	2	2	291	405	390	1	1	1
247	401	402	1	1	1	292	215	217	1	1	4
248	210	416	1	1	1	293	187	167	0	0	0
249	199	200	1	1	1	294	138	142	1	1	1
250	156	132	1	1	1	295	403	406	1	1	1
251	402	387	1	1	1	296	217	218	1	1	2
252	374	201	0	0	0	297	175	178	0	0	0
253	157	199	0	0	1	298	153	133	2	2	2
254	132	139	1	1	0	299	406	391	1	1	1
255	402	403	1	1	1	300	218	219	1	1	4
256	201	415	1	1	1	301	167	175	0	0	0
257	123	157	0	0	1	302	147	56	0	0	0
258	139	146	1	0	1	303	406	407	1	1	1
259	367	344	1	1	1	304	219	222	2	2	4
260	372	351	1	1	1	305	160	184	1	1	1
261	198	191	1	1	1	306	128	150	1	1	1
262	128	153	2	2	2	307	407	408	1	1	1
263	344	345	1	1	0	308	222	236	2	2	3
264	351	211	1	1	1	309	184	163	1	1	1
265	198	196	1	1	1	310	144	145	1	1	1
266	136	143	1	1	1	311	408	392	1	1	1
267	344	368	1	1	1	312	236	237	2	2	2
268	351	352	1	1	1	313	163	164	1	1	1
269	158	198	1	1	1	314	145	148	1	0	1
270	143	147	1	1	1	315	408	393	1	1	1
271	399	403	1	1	1	316	236	371	2	2	3

Tabela 12 - Tipos de condutores dos circuitos - Sistema de 417 barras

(continuação)											
Circuito	<i>i</i>	<i>j</i>	Est.1 <i>tc_{ij}</i>	Est.2 <i>tc_{ij}</i>	Est.3 <i>tc_{ij}</i>	Circuito	<i>i</i>	<i>j</i>	Est.1 <i>tc_{ij}</i>	Est.2 <i>tc_{ij}</i>	Est.3 <i>tc_{ij}</i>
317	164	172	1	1	1	362	264	265	0	0	1
318	151	134	1	1	1	363	288	287	1	1	1
319	407	409	1	1	1	364	305	309	0	0	0
320	238	239	2	2	2	365	246	247	1	1	1
321	172	178	0	0	0	366	265	266	1	1	1
322	134	144	1	1	1	367	287	299	0	0	0
323	409	414	1	1	1	368	309	319	1	1	1
324	238	242	2	2	3	369	242	248	2	2	2
325	178	159	0	0	0	370	266	267	0	0	0
326	134	194	1	1	1	371	299	285	1	1	1
327	409	410	1	1	1	372	309	313	0	1	0
328	242	354	1	1	1	373	248	357	1	1	0
329	158	181	2	2	2	374	267	268	1	1	1
330	150	151	1	1	0	375	415	372	1	1	1
331	410	394	1	1	1	376	313	308	1	1	1
332	354	353	1	1	1	377	357	358	1	1	0
333	181	185	1	1	1	378	268	364	1	1	1
334	417	189	3	4	4	379	299	284	1	1	1
335	410	411	1	1	1	380	308	312	1	1	0
336	353	241	1	1	1	381	358	249	1	1	1
337	185	165	1	1	1	382	364	365	1	1	1
338	189	188	1	1	1	383	299	300	1	1	1
339	411	398	1	1	1	384	312	316	1	0	1
340	353	240	1	1	1	385	358	250	1	0	1
341	165	169	2	2	2	386	365	269	1	1	1
342	188	197	0	0	0	387	300	301	1	1	1
343	411	397	1	1	1	388	316	318	0	0	0
344	242	355	2	2	2	389	250	251	1	1	1
345	169	173	1	1	1	390	365	270	1	1	1
346	197	195	0	0	0	391	301	302	1	1	1
347	411	412	1	1	1	392	318	317	1	1	1
348	355	356	2	2	2	393	250	359	0	0	0
349	173	179	1	1	1	394	364	362	1	1	1
350	188	192	1	1	1	395	302	303	0	0	0
351	412	396	1	1	1	396	317	314	0	0	0
352	356	243	2	2	2	397	359	252	0	0	0
353	158	183	1	1	1	398	362	361	1	1	1
354	148	137	1	1	0	399	303	304	1	1	1
355	412	395	1	1	1	400	314	310	0	0	0
356	356	244	1	1	1	401	252	253	2	2	2
357	183	186	2	2	2	402	362	380	0	0	0
358	137	154	0	1	1	403	304	307	0	0	0
359	289	288	1	1	1	404	310	303	0	0	0
360	242	245	2	2	2	405	253	360	1	1	1
361	245	246	1	1	1	406	361	271	1	1	1

Tabela 12 - Tipos de condutores dos circuitos - Sistema de 417 barras

(conclusão)											
Circuito	<i>i</i>	<i>j</i>	Est.1 <i>tc_{ij}</i>	Est.2 <i>tc_{ij}</i>	Est.3 <i>tc_{ij}</i>	Circuito	<i>i</i>	<i>j</i>	Est.1 <i>tc_{ij}</i>	Est.2 <i>tc_{ij}</i>	Est.3 <i>tc_{ij}</i>
407	307	315	0	0	0	441	232	375	0	2	2
408	295	259	1	1	1	442	296	295	1	1	1
409	360	255	1	1	1	443	338	264	1	1	1
410	361	416	1	1	1	444	320	298	0	0	0
411	315	311	1	1	1	445	229	230	0	0	2
412	259	286	1	1	1	446	295	294	1	1	0
413	253	254	1	1	1	447	264	366	1	1	1
414	416	363	1	1	1	448	298	295	1	1	1
415	311	306	1	1	1	449	229	227	2	2	2
416	259	323	1	1	1	450	295	297	1	1	1
417	253	256	2	2	2	451	366	339	1	0	1
418	363	283	1	1	1	452	321	328	1	1	1
419	306	299	1	1	1	453	227	370	2	2	2
420	323	325	1	1	1	454	294	293	1	1	1
421	256	257	1	1	1	455	339	340	0	1	1
422	363	284	1	1	1	456	328	329	1	1	1
423	333	335	1	1	1	457	370	373	2	2	2
424	323	265	1	1	0	458	293	291	0	1	1
425	256	282	2	2	2	459	340	341	1	1	1
426	380	267	0	0	0	460	329	330	1	1	1
427	335	322	1	1	1	461	373	226	1	1	1
428	323	324	1	1	1	462	267	291	1	0	1
429	282	281	2	2	2	463	333	334	1	1	1
430	267	326	1	1	1	464	330	331	1	1	1
431	335	336	1	1	1	465	373	225	2	2	2
432	323	322	0	0	0	466	291	289	1	1	1
433	281	233	2	0	0	467	340	367	1	1	1
434	326	327	1	1	1	468	328	332	0	0	0
435	336	337	1	1	1	469	225	224	1	1	1
436	322	321	1	1	1	470	289	290	1	1	1
437	233	232	2	0	0	471	375	229	0	2	2
438	267	296	1	1	1	472	332	333	1	1	1
439	337	338	1	1	1	473	367	342	1	1	1
440	321	320	1	1	1	-	-	-	-	-	-

Fonte: Da própria autora

Tabela 13 - Comparativo do resultado encontrado pelo AG-ESP com o da literatura - Sistema de 417 barras (10³ R\$).

	Custos			
	Circuitos	Subestação	Perdas	Total
Baquero (2012)	1.264,24	2.000,00	626,68	3.890,90
AG-ESP	1.394,74	2.000,00	665,55	4.060,29

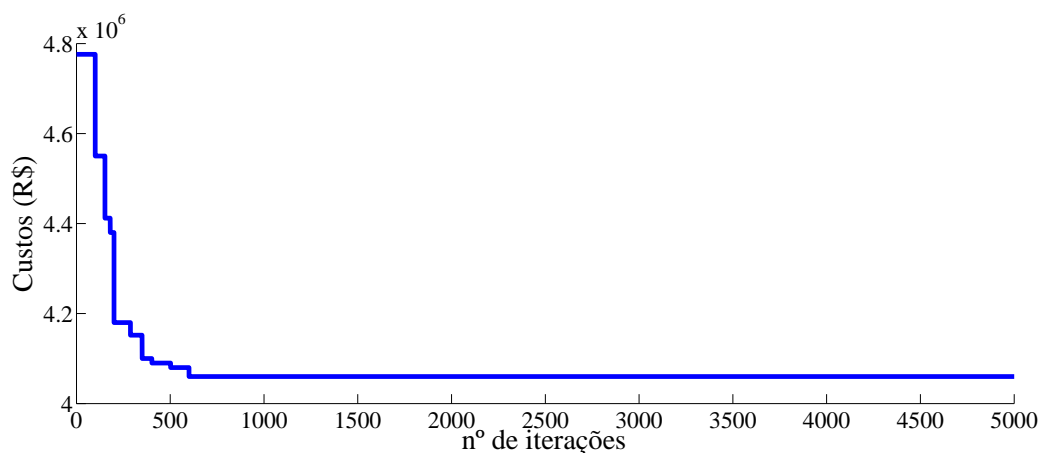
Fonte: Da própria autora

Tabela 14 - Comparativo entre os custos do indivíduo de melhor qualidade da população inicial e melhor solução obtida pelo AG-ESP (10^3 R\$)

	Custos			Vlr. Pres.
	Circuitos	Subestação	Perdas	Líquido
AHC	1.965,90	2.000,00	810,76	4.776,66
AG-ESP	1.394,74	2.000,00	665,55	4.060,29

Fonte: Da própria autora

Figura 41 - Gráfico dos valores da incumbente ao longo das gerações - Sistema de 417 barras



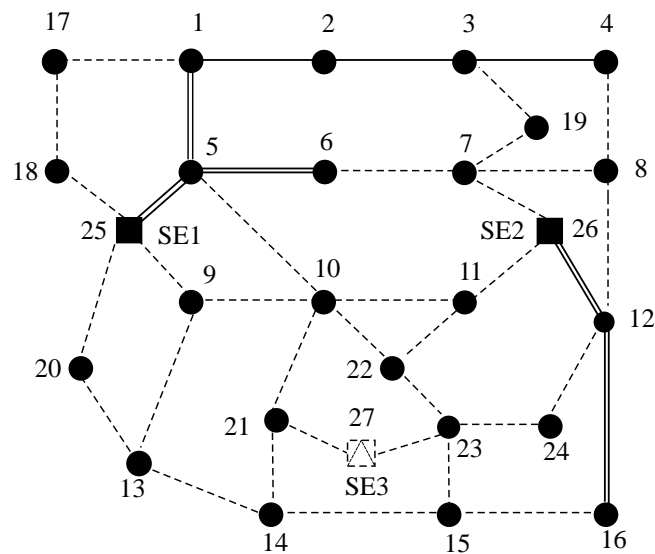
Fonte: Da própria autora

6.3 PSDEE MULTISTÁGIO CONSIDERANDO AS RESTRIÇÕES DE CONFIABILIDADE

6.3.1 Sistema de 27 Barras

O sistema de 27 barras foi adaptado e testado por Lotero e Contreras (2011) com base em Haffner et al. (2008b). Possui duas subestações existentes com possibilidade de ampliação de suas capacidades e uma candidata a construção durante o planejamento, 8 circuitos são existentes e 31 são ramos propostos para serem adicionados ao sistema, conforme ilustra a Figura 42. A tensão nominal do sistema é de 13,8 kV e os limites de tensão são de 0,95 a 1,05 pu e a tensão na subestação foi fixada em 1,05 p.u. As subestações das barras 25 e 26 são existentes e podem ser repotenciadas com duas alternativas de capacidade para ampliação. Na barra 27 existe a possibilidade de construção de uma nova subestação com duas opções de capacidade. Os círculos indicam as barras. As linhas tracejadas indicam circuitos candidatos que podem ser adicionados ao sistema utilizando condutores do tipo 1 e 2. As linhas sólidas indicam circuitos existentes, sendo as linhas duplas podem sofrer recondutoramento utilizando dois tipos diferentes de condutores ao longo do planejamento (Tipo 2 e 3) e as que estão com linhas simples não admitem recondutoramento.

Figura 42 - Sistema de 27 barras inicial



Fonte: Baseado em Lotero e Contreras (2011)

Para a realização deste teste foi considerada a possibilidade da retirada de circuitos existentes ao longo do planejamento e somente o nível de carga pesado. Os custos de energia e de operação considerados para o teste foi de 0,10 U\$/kWh e 0,00000001 U\$/KVA²h, respectivamente. O fator de perdas considerado foi 0,35 e a taxa de juros 10 % a.a. O horizonte de planejamento é de 3 anos dividido em 3 estágios com intervalos de 1 ano e são consideradas que as ações do planejamento ocorrem no início de cada estágio. As cargas deste sistema foram consideradas como equivalente monofásico do sistema trifásico. Os custos estão relacionados com o valor presente líquido com construção/recondutoramento de circuitos, construção/repotenciação de subestações, perdas resistivas nos circuitos e operação das subestações.

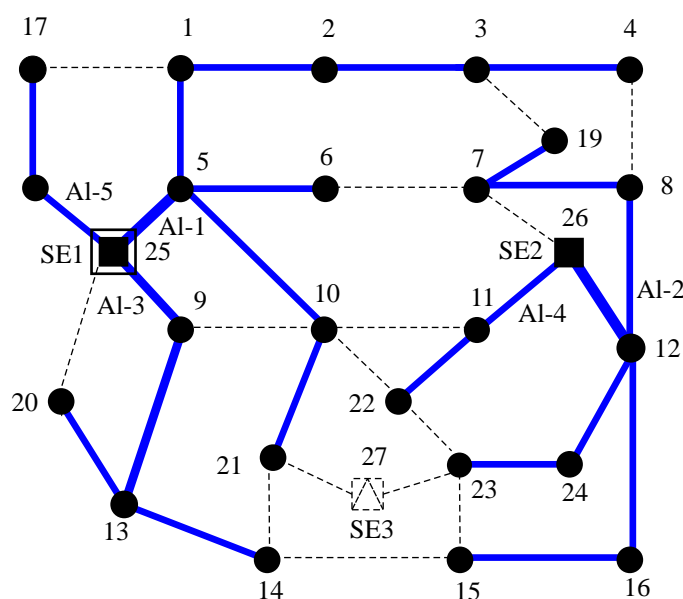
Esta subseção está dividida em duas partes, na primeira, denominado de Caso I, o problema de PSDEE foi resolvido desconsiderando as restrições de confiabilidade para que fosse possível verificar o comportamento dos índices de continuidade da melhor solução encontrada. Os valores dos índices determinados da melhor solução deste teste motivou para a realização da segunda parte do estudo, denominado neste trabalho de Caso II, que além das restrições operacionais são adicionadas as restrições de confiabilidade ao problema, detalhado a seguir.

6.3.1.1 Sistema 27 Barras - Caso I

Para a realização deste teste foi utilizado uma população inicial de 100 indivíduos e um número máximo de 6000 iterações. A melhor solução encontrada pelo AG-ESP repotencia a subestação SE1 da barra 25 no terceiro estágio e mantém inalterada a capacidade da subestação SE2 da barra 26. O algoritmo evitou o recondutoramento ao longo dos estágios de todos os circuitos do sistema. A barra de passagem terminal 20 foi ligada à rede a partir do segundo

estágio, assim como as barras 14, 15, 22 e 23 foram conectadas ao sistema somente no terceiro estágio, pois nos estágios anteriores não havia demanda nestas barras de consumo. As melhorias de qualidade por troca de ramos e adiantamento de recondutoramento conseguiram melhorar respectivamente 99 % e 25% dos descendentes, enquanto a melhoria por alinhamento de ramos conseguiu encontrar soluções melhores em cerca de 22,7 % dos descendentes. O tempo de processamento foi de 720 s. A Figura 43 ilustra a topologia encontrada no estágio 3 da solução encontrada pelo AG-ESP para o sistema de 27 barras.

Figura 43 - Configuração da melhor solução encontrada no estágio 3 - Sistema de 27 barras



Fonte: Da própria autora

Os custos por estágio de planejamento da melhor solução encontrada pelo AG-ESP para o problema do PSDEE do sistema de 27 barras está apresentado na Tabela 15 e a última coluna apresenta os valores atualizados para o valor presente.

Tabela 15 - Custos da melhor solução encontrada pelo AG-ESP para o Sistema de 27 barras (10^3 U\$)

	Custos					Vlr. Pres. Líquido
	Circuitos	Subestação	Perdas	Operação	Por Estágio	
Estágio 1	1.422,00	00,00	51,42	2,55	1.475,97	1.475,97
Estágio 2	492,00	00,00	107,84	6,31	606,15	551,05
Estágio 3	420,00	650,00	316,17	22,09	1.408,26	1.163,85
Total					Total	3.190,87

Fonte: Da própria autora

A Tabela 16 apresenta os resultados das capacidades máxima e seus respectivos valores de potência fornecida das subestações por estágio da melhor solução encontrada.

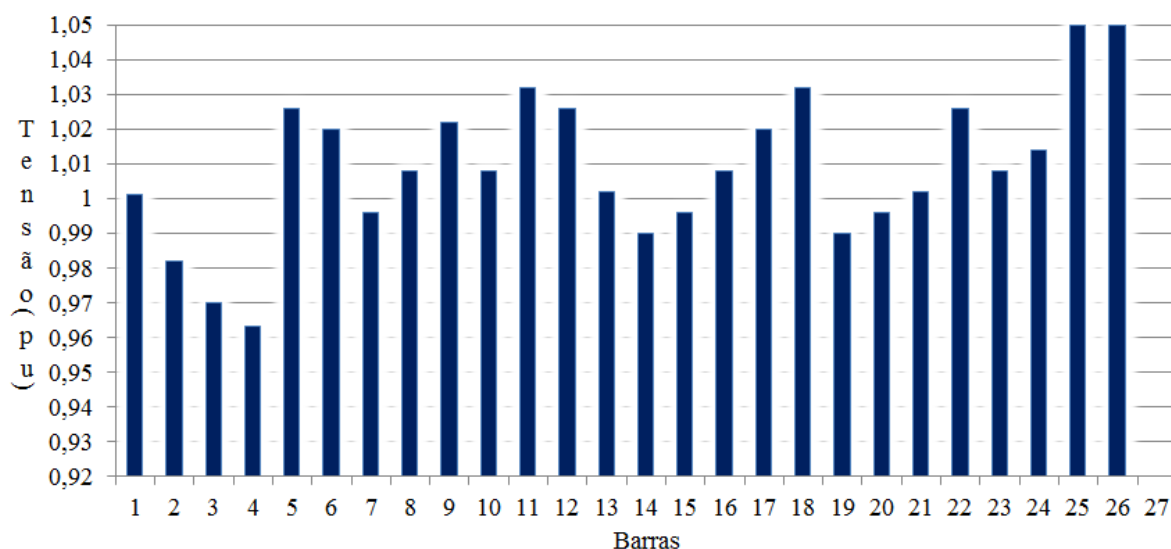
Tabela 16 - Capacidade de potência máxima e demandada das subestações - Sistema de 27 barras - Caso I

SE	Estágio 1		Estágio 2		Estágio 3	
	Pot.max. (MVA)	Pot.fornecida (MVA)	Pot.max. (MVA)	Pot.fornecida (MVA)	Pot.max. (MVA)	Pot.fornecida (MVA)
SE1	15,0	7,35	15,0	12,32	27,0	23,85
SE2	15,0	6,11	15,0	8,63	15,0	14,96
SE3	—	—	—	—	—	—

Fonte: Da própria autora

Os valores das perdas da melhor solução por estágio são respectivamente 184, 387 e 1134 kW. A Figura 44 mostra o perfil de tensão do estágio 3 da melhor solução encontrada pelo AG-ESP para o sistema de 27 barras do Caso I. Os valores mínimos de tensão para cada estágio são: 1,007, 0,992 e 0,963 p.u., respectivamente.

Figura 44 - Gráfico do perfil de tensão nas barras do estágio 3 da melhor solução - Sistema de 27 barras - Caso I



Fonte: Da própria autora

A Tabela 17 apresenta o tipo de condutor de cada circuito da melhor solução do sistema para cada estágio. Para ilustrar a evolução do algoritmo para este teste, a Tabela 18 exhibe os custos do melhor indivíduo factível obtido pelo AHC da população inicial e os custos da melhor solução final obtida após as execuções sucessivas dos operadores genéticos e o gráfico da Figura 45 mostra os valores da incumbente ao longo das gerações.

Para este teste não foi possível comparar os resultados obtidos neste trabalho com os de Lotero e Contreras (2011), tendo em vista que os modelos utilizados para resolver o problema

de PSDEE e alguns parâmetros são diferentes.

Tabela 17 - Tipos de condutores dos circuitos da melhor solução - Sistema de 27 barras - Caso I

Circuito	<i>i</i>	<i>j</i>	Est.1	Est.2	Est.3	Circuito	<i>i</i>	<i>j</i>	Est.1	Est.2	Est.3
			<i>tc_{ij}</i>	<i>tc_{ij}</i>	<i>tc_{ij}</i>				<i>tc_{ij}</i>	<i>tc_{ij}</i>	<i>tc_{ij}</i>
1	1	2	1	1	1	21	13	14	0	0	1
2	2	3	1	1	1	22	20	25	0	0	0
3	3	4	1	1	1	23	14	15	0	0	0
4	5	1	1	1	1	24	15	16	0	0	1
5	5	6	1	1	1	25	1	17	0	0	0
6	25	5	3	3	3	26	3	19	0	0	0
7	12	16	1	1	1	27	7	19	1	1	1
8	26	12	3	3	3	28	17	18	0	1	1
9	4	8	0	0	0	29	25	18	0	1	1
10	5	10	1	1	1	30	13	20	0	1	1
11	6	7	0	0	0	31	10	21	1	1	1
12	7	8	1	1	1	32	14	21	0	0	0
13	7	26	0	0	0	33	27	21	0	0	0
14	8	12	1	1	1	34	10	22	0	0	0
15	9	10	0	0	0	35	22	23	0	0	0
16	9	13	2	2	2	36	27	23	0	0	0
17	9	25	2	2	2	37	15	23	0	0	0
18	10	11	0	0	0	38	23	24	0	0	1
19	11	22	0	0	1	39	12	24	1	1	1
20	11	26	1	1	1						

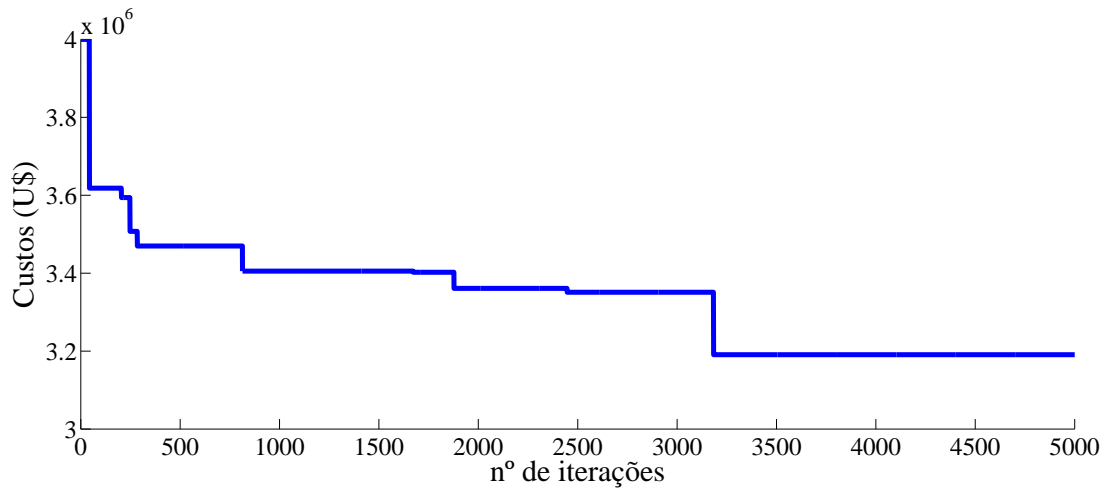
Fonte: Da própria autora

Tabela 18 - Custos do indivíduo de melhor qualidade da população inicial obtido pelo AHC e melhor solução obtida pelo AG-ESP

	Custos (R\$)				
	Circuitos	Subestação	Operação	Perdas	VPL
AHC	2.904,71	537,19	422,79	26,41	3.891,10
AG-ESP	2.216,38	537,19	410,76	26,54	3.190,87

Fonte: Da própria autora

Figura 45 - Comportamento da incumbente ao longo das gerações - Sistema de 27 barras - Caso I



Fonte: Da própria autora

No Caso I foi obtida uma solução com custo mínimo que atendesse as restrições operacionais do problema de PSDEE, no entanto, ainda não se tem informações a respeito das condições de confiabilidade do plano de expansão obtido. Um consumidor conectado a uma barra de consumo requer que todos os elementos entre a subestação de distribuição até ele estejam operando devidamente, o que demonstra o grau de confiabilidade do sistema. Nesta perspectiva, os valores dos índices de confiabilidade para sistemas radiais tem como objetivo mensurar a confiabilidade do sistema e assim, os órgãos regulamentadores estipulam valores para estes índices de forma que o sistema opere num nível de confiabilidade desejado. Assim sendo, tomando os parâmetros para o cálculo dos índices de continuidade como dados, são determinados os valores dos índices FIC, DIC, DEC e FEC ao longo dos estágios de planejamento da solução encontrada para o PSDEE. Para o cálculo destes índices foi considerado que cada alimentador tem um disjuntor na saída da subestação e que cada circuito entre as barras tem um interruptor que permite a reconfiguração do sistema para atender as cargas. Foi adotado para o teste, uma taxa de falha de 0,4 falhas/ano para todos os circuitos, tempo de reparação e de reconfiguração iguais a 2h e 0,25 h, respectivamente, e os limites dos índices de continuidade estipulados pelo órgão regulador como: $DIC_p = 4$ horas/ano, $FIC_p = 4$ interrupções/a.a, $DEC_p = 2$ horas/a.a e $FEC_p = 2$ interrupções/a.a.

A Tabela 19 apresenta os valores dos índices FIC e DIC de cada barra do sistema da melhor solução encontrada pelo AG-ESP, que foram calculados utilizando a metodologia apresentada na Subseção 5.3. Os índices de confiabilidade por grupo de consumidor FEC e DEC são determinados para cada alimentador que parte da subestação e transporta energia para as barras de consumo. O DEC e o FEC da melhor solução encontrada do Caso 1 estão indicados na Tabela 20.

Tabela 19 - Índices de confiabilidade das barras do sistema da melhor solução - Sistema de 27 barras - Caso I

Barra <i>i</i>	<i>FIC_i</i> (int/ano)			<i>DIC_i</i> (horas/ano)		
	Est.1	Est.2	Est.3	Est.1	Est.2	Est.3
1	3,20	3,20	3,20	2,20	2,20	2,20
2	-	3,20	3,20	-	2,90	2,90
3	-	-	3,20	-	-	3,60
4	3,20	3,20	3,20	4,30	4,30	4,30
5	3,20	3,20	3,20	1,50	1,50	1,50
6	3,20	3,20	3,20	2,20	2,20	2,20
7	-	2,40	3,20	-	2,70	2,90
8	2,40	2,40	3,20	2,00	2,00	2,20
9	-	1,20	1,60	-	1,00	1,10
10	-	-	3,20	-	-	2,20
11	0,40	0,40	0,80	0,80	0,80	0,90
12	-	2,40	3,20	-	1,30	1,50
13	0,80	1,20	1,60	1,60	1,70	1,80
14	-	-	1,60	-	-	2,50
15	-	-	3,20	-	-	2,90
16	2,40	2,40	3,20	2,00	2,00	2,20
17	-	0,80	0,80	-	1,60	1,60
18	-	-	0,80	-	0,90	0,90
19	2,40	2,40	3,20	3,40	3,40	3,60
20	-	1,20	1,60	-	2,40	2,50
21	3,20	3,20	3,20	2,90	2,90	2,90
22	-	-	0,80	-	-	1,60
23	-	-	3,20	-	-	2,90
24	2,40	2,40	3,20	2,00	2,00	2,20

Fonte: Da própria autora

Tabela 20 - Índices de Confiabilidade por grupo de consumidores - Sistema de 27 barras - Caso I

Alimentador	FEC (int/ano)			DEC (horas/ano)		
	Est.1	Est.2	Est.3	Est.1	Est.2	Est.3
Al-1	3,20	3,20	3,20	2,39	2,41	2,57
Al-2	2,40	2,40	3,20	2,09	1,94	2,21
Al-3	0,80	1,20	1,60	1,60	1,70	1,66
Al-4	0,40	0,40	0,80	0,80	0,80	0,99
Al-5	-	0,80	0,80	-	1,60	1,20

Fonte: Da própria autora

Os valores dos índices de confiabilidade das Tabelas 19 e 20 permitem observar o comportamento dos índices ao longo dos estágios e por estes resultados apresentados conclui-se que a melhor solução encontrada pelo AG-ESP no Caso 1 ultrapassam os limites estabelecidos pela agência reguladora, pois o DIC na barra 4 é violado nos três estágios do planejamento, enquanto os valores do FIC em todas as barras atendem ao limite desejável. Em relação aos índices de confiabilidade por grupo de consumidores da Tabela 20, o alimentador Al-1 tem os valores do

FEC e DEC violados nos três estágios e o alimentador Al-2 tem os valores do FEC violados nos três estágios e os valores do DEC ultrapassam os limites no primeiro e no último estágio. Assim, embora se tenha obtido uma solução otimizada para custos com investimentos, perdas e operação, a solução não é atrativa em termos de confiabilidade, tendo em vista que índices de confiabilidade violados revelam um sistema de fornecimento de energia que pode acarretar prejuízos tanto ao consumidor como para a distribuidora de energia elétrica. No trabalho Lotero e Contreras (2011), os índices de confiabilidade da melhor solução encontrada também ultrapassam os limites exigidos e o problema é remetido para o planejador decidir qual o plano mais viável diante das circunstâncias apresentadas. Da situação posta surge a motivação para inserir na metaheurística proposta, a busca de soluções que atendam tanto as restrições operacionais como as relacionadas com a confiabilidade, para propiciar condições para que em situações de falta o número de consumidores desligados estivessem nos limites estabelecidos pelo órgão regulador.

6.3.1.2 Sistema de 27 Barras - Caso II

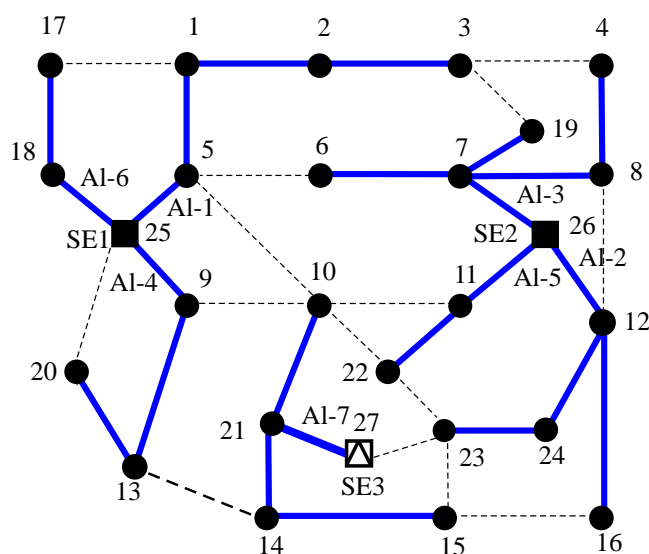
Para este teste foram consideradas tanto as restrições de operação como as de confiabilidade. Para avaliar se a solução candidata atende as restrições de confiabilidade, foram simuladas falhas nos circuitos e a seguir foram determinados os índices de confiabilidade (FIC, DIC, FEC e DEC), conforme detalhado na Seção 5.3. Os dados e os parâmetros necessários para o cálculo dos índices em questão são os mesmos utilizados no Caso I.

Para a realização deste teste foi utilizada uma população inicial de 200 indivíduos e um número máximo de 9000 iterações.

A melhor solução encontrada pelo AG-ESP constrói a subestação SE3 da barra 27 no terceiro estágio e mantém as subestações SE1 e SE2 das barras 25 e 26 sem alteração em suas capacidades. De maneira semelhante ao que ocorreu no Caso I, as barras de passagem terminais 14, 15, 22 e 23 foram conectadas ao sistema somente no terceiro estágio e a 20 no segundo estágio. A Figura 46 ilustra a topologia encontrada no estágio 3 da melhor solução encontrada. A mutação conseguiu melhorar 9,3 % das soluções analisadas. Já a melhoria de qualidade por troca de ramos conseguiu melhores soluções em 99% dos descendentes gerados, enquanto a melhoria por alinhamento de ramos conseguiu melhorar a função objetivo de cerca de 55,63 % dos descendentes gerados.

Os custos por estágio da melhor solução encontrada pelo AG-ESP para o problema do PS-DEE do sistema de 27 barras, considerando as restrições relacionadas com a confiabilidade, são apresentados na Tabela 21. Os valores das perdas por estágio da melhor solução são respectivamente 218,31, 425,48 e 1102,61 kW. Os valores de tensão mínima nos estágios são 1,014, 1,008 e 0,985 pu, respectivamente.

Figura 46 - Configuração da melhor solução encontrada no estágio 3 - Sistema de 27 barras - Caso II



Fonte: Da própria autora

Tabela 21 - Custos da melhor solução do sistema de 27 barras - Caso II (10^3 U\$)

	Custos (R\$)					VPL
	Circuitos	Subestação	Operação	Perdas	Por estágio	
Estágio 1	1.613,00	00,00	60,85	2,72	1.676,57	1.676,57
Estágio 2	492,00	00,00	118,59	6,13	616,73	560,66
Estágio 3	834,00	670,00	307,33	14,56	1.825,88	1.508,99
					Total	3.746,22

Fonte: Da própria autora

A Tabela 22 apresenta os valores das capacidades máxima e os respectivos valores da potência fornecida de cada subestação da melhor solução encontrado pelo AG-ESP.

Tabela 22 - Capacidade de potência máxima e demandada das subestações - Sistema de 27 barras - Caso II

SE	Estágio 1		Estágio 2		Estágio 3	
	Pot.max. (MVA)	Pot.fornecida (MVA)	Pot.max. (MVA)	Pot.fornecida (MVA)	Pot.max. (MVA)	Pot.fornecida (MVA)
SE1	15,0	4,89	15,0	9,87	15,0	14,96
SE2	15,0	8,59	15,0	11,07	15,0	14,85
SE3	—	—	—	—	12,0	8,81

Fonte: Da própria autora

A Tabela 23 apresenta o tipo de condutor de cada circuito da melhor solução do sistema por estágio para o teste realizado.

Tabela 23 - Tipos de condutores dos circuitos da melhor solução obtida - Sistema de 27 barras - Caso II

Circuito	<i>i</i>	<i>j</i>	Est.1	Est.2	Est.3	Circuito	<i>i</i>	<i>j</i>	Est.1	Est.2	Est.3
			<i>tc_{ij}</i>	<i>tc_{ij}</i>	<i>tc_{ij}</i>				<i>tc_{ij}</i>	<i>tc_{ij}</i>	<i>tc_{ij}</i>
1	1	2	0	1	1	21	13	14	0	0	0
2	2	3	0	0	1	22	20	25	0	0	0
3	3	4	0	0	0	23	14	15	0	0	1
4	5	1	1	1	1	24	15	16	0	0	0
5	5	6	1	1	0	25	1	17	0	0	0
6	25	5	1	1	1	26	3	19	0	0	0
7	12	16	1	1	1	27	7	19	1	1	1
8	26	12	1	1	1	28	17	18	0	1	1
9	4	8	1	1	1	29	25	18	0	1	1
10	5	10	0	0	0	30	13	20	0	1	1
11	6	7	0	0	1	31	10	21	1	1	1
12	7	8	1	1	1	32	14	21	0	0	1
13	7	26	1	1	1	33	27	21	0	0	2
14	8	12	0	0	0	34	10	22	0	0	0
15	9	10	0	0	0	35	22	23	0	0	0
16	9	13	1	1	1	36	27	23	0	0	0
17	9	25	1	1	1	37	15	23	0	0	0
18	10	11	1	1	0	38	23	24	0	0	1
19	11	22	0	0	1	39	12	24	1	1	1
20	11	26	1	1	1	-	-	-	-	-	-

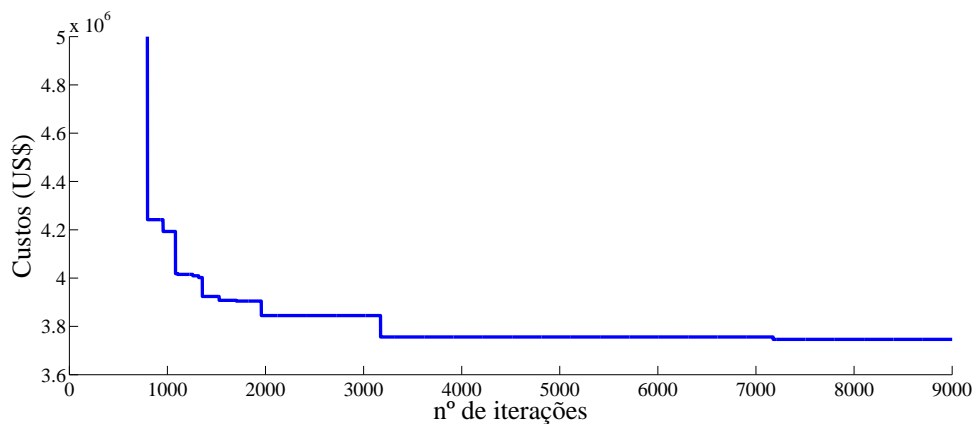
Fonte: Da própria autora

Para resolver o problema de PSDEE considerando as restrições de confiabilidade, o AG-ESP conseguiu gerar soluções factíveis somente a partir de aproximadamente 700 iterações. O gráfico da Figura 47 mostra o comportamento da incumbente ao longo das gerações.

A Tabela 24 apresenta os valores dos índices de confiabilidade individuais FIC e DIC de cada barra do sistema da melhor solução encontrada pelo AG-ESP para o sistema de 27 barras do Caso II. O objetivo de se encontrar uma solução que atendesse os limites destes índices foi atingido, pois os valores determinados são menores que o limite máximo permitido para o problema, isto é, 4 interrupções/ano e 4 horas/ano.

Os índices de confiabilidades por grupo de consumidor FEC e DEC da melhor solução encontrada do Caso II estão indicados na Tabela 25. Pelos resultados pode se observar que a solução atende ao limite estabelecido pela agência reguladora de 2 interrupções/ano e 2 horas por ano.

Figura 47 - Gráfico do comportamento da incumbente ao longo das gerações - Caso II



Fonte: Da própria autora

Tabela 24 - Índices de Confiabilidade das barras - Sistema de 27 barras - Caso II

Barra <i>i</i>	<i>FIC_i</i> (int/ano) (int/ano)			<i>DIC_i</i> (horas/ano) (horas/ano)		
	Est.1	Est.2	Est.3	Est.1	Est.2	Est.3
1	1,20	1,60	1,60	1,70	1,80	1,80
2	-	1,60	1,60	-	2,50	2,50
3	-	-	1,60	-	-	3,20
4	1,60	1,60	2,00	2,50	2,50	2,60
5	1,20	1,60	1,60	1,00	1,10	1,10
6	1,20	1,60	2,00	1,70	1,80	1,90
7	-	1,60	2,00	-	1,10	1,20
8	1,60	1,60	2,00	1,80	1,80	1,90
9	-	1,20	1,20	-	1,00	1,00
10	-	-	1,60	-	-	1,80
11	1,20	1,20	0,80	1,00	1,00	0,90
12	-	1,20	1,60	-	1,00	1,10
13	0,80	1,20	1,20	1,60	1,70	1,70
14	-	-	1,60	-	-	1,80
15	-	-	1,60	-	-	2,50
16	1,20	1,20	1,60	1,70	1,70	1,80
17	-	0,80	0,80	-	1,60	1,60
18	-	-	0,80	-	-	0,90
19	1,60	1,60	2,00	1,80	1,80	1,90
20	-	1,20	1,20	-	2,40	2,40
21	1,20	1,20	1,60	2,40	2,40	1,10
22	-	-	0,80	-	-	1,60
23	-	-	1,60	-	-	2,50
24	1,20	1,20	1,60	1,70	1,70	1,80

Fonte: Da própria autora

Tabela 25 - Índices de Confiabilidade por grupo de consumidores
- Sistema de 27 barras - Caso II

	Alimentador	FEC (int./ano)	DEC (horas/ano)
Estágio 1	25-5 5-1 1-2 5-6	1,20	1,51
	26-12 12-24 12-16	1,20	1,70
	26-7 7-8 7-19 8-4 4-3	1,60	1,90
	25-9 9-13	0,80	1,60
	26-11 11-10 10-21	1,20	1,93
Estágio 2	25-5 5-1 1-2 5-6	1,60	1,65
	26-12 12-24 12-16	1,20	1,47
	26-7 7-8 7-19 8-4 4-3	1,60	1,80
	25-9 9-13	1,20	1,70
	26-11 11-10 10-21	1,20	1,93
	25-18 18-17	0,80	1,60
Estágio 3	25-5 5-1 1-2 2-3	1,60	2,00
	26-12 12-24 12-16 24-23	1,60	1,63
	26-7 7-8 7-19 6-7 8-4	2,00	1,90
	25-9 9-13 13-20	1,20	1,49
	26-11 11-22	0,80	0,99
	25-18 18-17	0,80	1,20
	27-21 21-10 21-14 14-15	1,60	1,38

Fonte: Da própria autora

A Tabela 26 mostra um comparativo entre os valores encontrados para as soluções dos dois testes (Caso I e II).

Tabela 26 - Custos das melhores soluções dos Casos I e II (10^3 U\$)

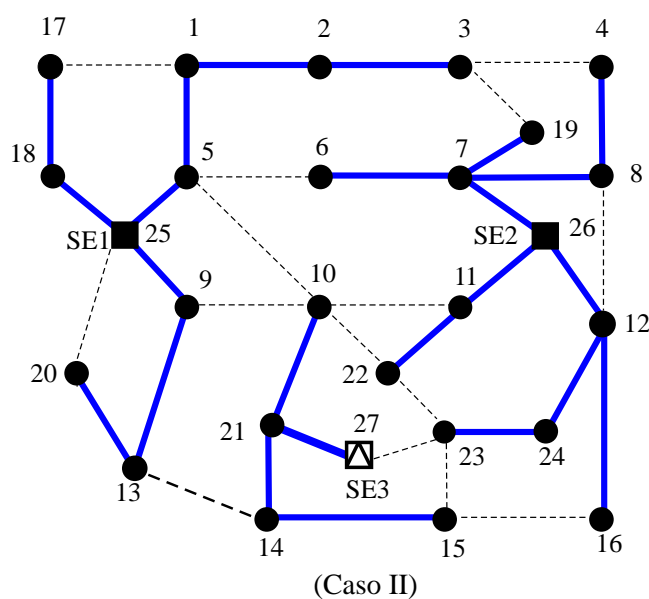
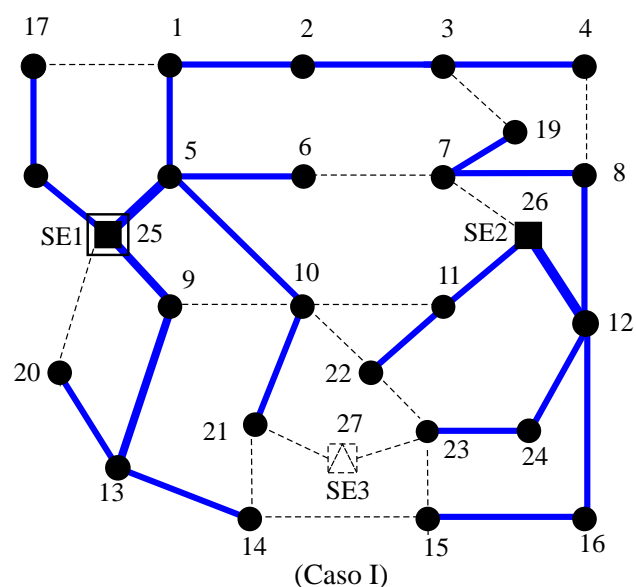
	Custos				Vlr. Pres.
	Circuitos	Subestação	Perdas	Operação	Líquido
Caso 1	2.216,38	537,19	410,76	26,54	3.190,87
Caso 2	2.749,53	553,72	422,65	20,33	3.746,22

Fonte: Da própria autora

A Figura 48 mostra as topologias das melhores soluções encontradas no estágio 3 para o Sistema de 27 barras para os Casos I e II.

Pelos resultados obtidos pode se concluir que a metodologia proposta encontrou uma configuração para o problema de planejamento de forma a atender os limites dos índices de confiabilidade. Pode-se verificar pela Figura 48 que o algoritmo ao resolver o problema de PSDEE considerando a confiabilidade (Caso II) encontrou uma solução com topologia em que as barras de consumo estivessem melhor distribuídas em relação à posição das subestações, resultando em melhorias no nível de confiabilidade do sistema. O problema da violação do valor do FIC na barra 4 do Caso I foi resolvido no Caso II através da conexão da barra em outro alimentador.

Figura 48 - Topologias da melhores soluções encontradas pelo AG-ESP - Sistema de 27 barras
- Casos I e II



Fonte: Da própria autora

Para resolver o problema dos valores violados do FEC e DEC do alimentador 1 da subestação SE1 do Caso I, o AG-ESP transferiu as barras 4, 10 e 21 para a subestação SE2 no primeiro estágio e no terceiro estágio a barra 4 permanece conectada a SE2 e as barras 10, 21, 14 e 15 são ligadas na subestação SE3 que foi construída, resolvendo desta forma o problema com as restrições de confiabilidade.

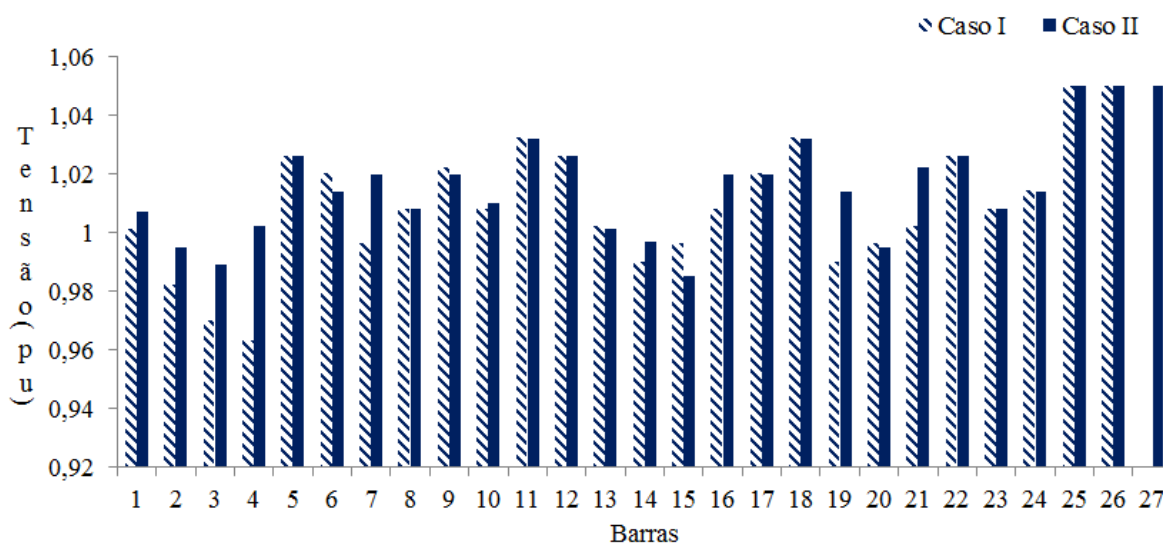
Com os dois casos analisados, foi possível mensurar o impacto nos custos para se planejar um sistema com confiabilidade na perspectiva abordada nesta pesquisa. Não foi objetivo deste trabalho, mas com os dois planos de expansão e índices associados, é possível estabelecer um comparativo entre os custos referentes ao não cumprimento dos índices de confiabilidade

pela agência reguladora e o custo de interrupção ao consumidor, como abordado em Lotero e Contreras (2011).

Pelos valores obtidos para as soluções encontradas no Caso I e II pode-se observar que houve um custo adicional para encontrar uma solução que atendesse os limites dos índices de confiabilidade desejáveis, consequência do aumento dos custos referentes à adição de circuitos e construção de subestação. Comparando as topologias obtidas do Caso I e II no último estágio, percebe-se que o algoritmo desconectou alguns ramos existentes e algumas barras foram conectadas à rede em alimentadores diferentes, como é o caso dos ramos 3-4 e 5-6. Além disso, a solução obtida mostra que as bitolas dos condutores instalados foram menores que as utilizadas no Caso I.

Além disso, a solução obtida no Caso II com valores de índices de confiabilidade na faixa permitida, apresenta melhores níveis de tensão que a encontrada no Caso I, como pode ser observado no gráfico da Figura 49, o qual mostra as magnitudes de tensões do terceiro estágio das duas soluções encontradas pelo AG-ESP para os Casos I e II.

Figura 49 - Gráfico do perfil da magnitude de tensão do estágio 3 - Casos I e II



Fonte: Da própria autora

Neste capítulo foram apresentados os resultados dos sistemas testados obtidos pelo AG-ESP para resolver o problema de PSDEE, considerando ações como construção e/ou recondução de circuitos e construção e/ou ampliação de subestações na perspectiva do planejamento estático ou multistágio (dinâmico).

Diante dos resultados dos testes obtidos, a metodologia utilizada mostrou-se eficiente para resolver o planejamento estático e multistágio atendendo as restrições operacionais, considerando que para a maioria dos testes realizados foram encontradas as melhores soluções apresen-

tadas na literatura. Além disso, o algoritmo utilizado também mostrou-se flexível para resolver modelos considerando características desejáveis para o problema, como foi o caso do teste realizado com o sistema de 27 barras apresentado na Seção 6.3, no qual foram inseridas restrições estabelecendo os limites permitidos dos indicadores de confiabilidade e o algoritmo continuou a apresentar um bom desempenho.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho teve como objetivo aplicar um Algoritmo Genético Especializado, adaptado da metodologia do trabalho de Chu Beasley em conjunto com técnicas heurísticas específicas para resolver o problema de PSDEE, o qual foi formulado como um problema de PNLIM visando minimizar os custos com investimentos e com operação, sujeitos às restrições físicas, operacionais e às referentes aos limites estabelecidos dos principais índices utilizados como indicadores de qualidade dos serviços prestado pela concessionária.

Para atingir tais objetivos, inicialmente foi feita uma revisão bibliográfica sobre o assunto, para compreender as características do problema do PSDEE e também verificar como os trabalhos da área de planejamento da expansão dos sistemas de distribuição de energia elétrica vem tratando, de forma implícita ou explícita, os aspectos relacionados com a confiabilidade do sistema a ser planejado.

Os estudos revelaram que há uma vasta produção nesta área. Os modelos utilizados na literatura possuem alguns elementos comuns e outros diferenciados entre si. Em relação a função objetivo, os custos com instalação e/ou recondutoramento dos circuitos, construção e/ou ampliação das subestações e custos com perdas resistivas estão presentes na maioria dos modelos. Além dos custos típicos utilizados no planejamento, os custos de alguns elementos são adicionados para produzir soluções que atendam as especificidades de cada trabalho como: custos com chaves de manobra, com ramais de interconexões, com energia não suprida, com geração distribuída, com instalação de banco de capacitores, com reguladores de tensão, dentre outros. As restrições utilizadas são, predominantemente, semelhantes. Das técnicas de soluções utilizadas as metaheurísticas têm sido as mais empregadas para a solução do problema de PSDEE, com destaque para os Algoritmos Genéticos e *Tabu Search*. Vários dos trabalhos consultados refletem uma preocupação dos pesquisadores em envolver no planejamento da expansão aspectos que produzam soluções que favoreçam simultaneamente a confiabilidade, por intermédio da alocação de chaves de manobras em posições estratégicas, construção de ramais de interconexões, formulação de modelos multiobjetivo considerando os custos com investimento e operação simultaneamente com o custo da energia não suprida.

Diante das características e da natureza do problema de PSDEE e dos resultados apresentados na literatura, foi desenvolvido um Algoritmo Genético especializado, baseado na metodologia do trabalho de Chu e Beasley (1997) para resolver o problema de PSDEE, modelado como um problema PNLIM mono-objetivo, estático ou multiestágio (dinâmico), com o objetivo de encontrar um plano de expansão do sistema de distribuição de energia elétrica com custos

de investimentos e de operação mínimos, sujeitos às restrições físicas, operacionais e restrições que estabelecem os limites dos indicadores de confiabilidade DIC, FIC, DEC e FEC.

Os aspectos diferenciados do algoritmo genético desenvolvido para resolver o problema de PSDEE foram:

- Obtenção de uma população inicial com indivíduos obtidos por um AHC que primeiro seleciona as subestações e posteriormente constrói os circuitos um a um de forma orientada a distribuir as cargas de acordo com a capacidade das subestações e gerar soluções com topologias radiais. Estas soluções são avaliadas quanto a sua qualidade pelos custos de investimento e de operação (*fitness*) e quanto às suas infactibilidades por uma função normalizada de infactibilidades (*unfitness*) proposta neste trabalho, cujos valores de cada solução são armazenados respectivamente em dois vetores diferentes para guardar as informações atrativas e indesejáveis das soluções candidatas.
- Elaboração de heurísticas específicas para garantir as condições de radialidade das soluções geradas ao ser aplicado os operadores genéticos de recombinação e mutação.
- Inserção da etapa de melhoria local, com o objetivo de melhorar a qualidade e as infactibilidades das soluções. As melhorias propostas permitiram buscar soluções de melhor qualidade tanto por estágio como entre estágios para a realização do planejamento dinâmico. A melhoria da factibilidade de cada solução gerada permitiu o dimensionamento de condutores adequados para cada circuito, produziu melhorias nos níveis de tensão e realizou uma melhor distribuição de potência fornecida ao sistema entre as subestações.
- A etapa de substituição teve a função de controlar a diversidade das soluções candidatas ao longo das gerações, manter as soluções com características mais atrativas e a de eliminar gradativamente as que possuísem características indesejáveis para o problema por meio da avaliação dos seus respectivos valores do *fitness* e *unfitness*. Este processo favoreceu para que somente soluções mais adaptadas (de mais qualidade) transmitissem suas informações genéticas ao longo do processo de evolução das gerações.

Para validar a metodologia proposta foram testados sistemas da literatura especializada. Os testes foram realizados em três etapas: a primeira realizou o planejamento estático relaxando as restrições associadas aos limites dos indicadores de continuidade; a segunda realizou o planejamento multiestágio dinâmico considerando as mesmas restrições da etapa anterior e a terceira realizou o planejamento multiestágio dinâmico considerando todas as restrições do modelo proposto.

Na primeira etapa de testes, destinada a realizar o planejamento estático, foram testados os sistemas de 23 e 136 barras. Para o sistema de 23 barras - Teste 1 o AG-ESP encontra a mesma solução da apresentada na literatura com exceção de um circuito que estava conectando

uma barra terminal com demanda nula, resultando numa solução com custo menor que a da literatura. O sistema de 136 barras encontrou a mesma configuração e valores encontrados pela literatura em tempos computacionais relativamente baixos. A melhoria local baseada na troca de ramos conseguiu encontrar soluções vizinhas de melhor qualidade em média de 85% dos descendentes e para o sistema de 136 barras este percentual aumentou para a média de 95%.

A segunda etapa de testes objetivou a realização do planejamento multiestágio dinâmico e para isto, os sistemas de 54 barras e 417 foram testados. Para o sistema de 54 barras o algoritmo apresentou um resultado levemente melhor que o apresentado pela literatura, as melhorias de qualidade por troca de ramos e adiantamento de recondutoramento foram as que apresentaram melhores desempenho, conseguindo melhorar em torno de 97 % das soluções candidatas.

Para o sistema de 417 barras a melhor solução encontrada pelo algoritmo corresponde a 4,35% acima do melhor resultado obtido pela literatura.

A terceira etapa dos testes teve como objetivo obter soluções otimizadas que atendessem as restrições operacionais em conjunto com as relacionadas com a confiabilidade. Para isso, foi testado o sistema de 27 barras e adotado como conhecidos os limites máximos estabelecidos pelo órgão regulador dos índices FIC, DIC, FEC e DEC e o número de consumidores para cada barra de consumo. Para ilustrar a importância de se considerar os índices de continuidade no planejamento, inicialmente foi resolvido o problema relaxando as restrições de confiabilidade e foram calculados os referidos índices para cada estágio da melhor solução encontrada e constata-se que alguns destes valores são violados.

Em seguida o problema foi resolvido novamente procurando no espaço de busca soluções que atendam simultaneamente as restrições operacionais e as restrições que estabelecem limites para os índices de continuidade. Para resolver o problema o algoritmo foi se orientando de forma a produzir soluções com topologias com ramais de extensões menores e com as barras de carga bem distribuídas no sistema. Conforme houve aumento de demanda no estágio 3 de planejamento o algoritmo construiu uma subestação para garantir que os índices não fossem violados. Foi obtida desta forma uma solução otimizada em que as restrições operacionais e de confiabilidade são atendidas simultaneamente.

Diante dos resultados obtidos, o algoritmo proposto neste trabalho mostrou-se versátil para resolver o problema de PSDEE, tanto na perspectiva do planejamento estático como na do multiestágio dinâmico. Além disso, a terceira etapa de testes mostrou que o algoritmo conseguiu produzir soluções com características desejáveis para o problema ao inserir restrições específicas no modelo que foram os limites permitidos dos indicadores de continuidade.

A metodologia proposta pode ser ampliada considerando:

- A determinação de taxas de frequência e duração de falhas considerando incertezas ou critérios específicos;

- A inclusão dos custos na função objetivo com a violação dos valores dos índices de confiabilidade aplicados pelo órgão regulador e custos para os danos causados pela interrupção no sistema na função objetivo.
- A inserção de chaves de manobras e ramais de interconexões para a realização de restauração em situações de falha.
- Adequação do modelo e da metodologia proposta para sistemas fracamente malhados.

REFERÊNCIAS

- ADAMS, R. N.; LAUGHTON, M. A. Optimal planning of power networks using mixed-integer programming. part 1: static and time-phased network synthesis. *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*, London, v. 121, n. 2, p. 139 –147, Feb. 1974.
- ANDRADE, W. S. *Avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição e sub-transmissão considerando geração distribuída*. 2007. 215 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.
- BAQUERO, J. F. F. *Estratégia de decomposição para resolver o problema de planejamento da expansão de sistemas de distribuição*. 2012. 170 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2012.
- BAYKASOGLU, A.; OWEN, S.; GINDY, N. Solution of goal programming models using a basic taboo search algorithm. *Journal of the Operational Research Society*, Catonsville, v. 50, n. 9, p. 960–973, Sep. 1999.
- BERNAL-AGUSTÍN, J. L. *Aplicación de algoritmos genéticos al diseño optimo de sistemas de distribución de energía eléctrica*. 1998. 355 f. Tese (Doctoral Ingeniero Industrial) — Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Zaragoza, Zaragoza, 1998.
- BOARDMAN, J. T.; MECKIFF, C. C. A branch and bound formulation to an electricity distribution planning problem. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, New York, v. 104, n. 8, p. 2112 –2118, Aug. 1985.
- CAMARGO, V.; LAVORATO, M.; ROMERO, R. Specialized genetic algorithm to solve the electrical distribution system expansion planning. In: POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING (PES), 2013, Vancouver. *Proceedings...* New York: IEEE, 2013. p. 1–5.
- CARRANO, E. G.; SOARES, L. A. E.; TAKAHASHI, R. H. C.; SALDANHA, R.; NETO, O. Electric distribution network multiobjective design using a problem-specific genetic algorithm. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Toronto, v. 21, n. 2, p. 995–1005, Apr. 2006.
- CARRENO, E. M.; ROMERO, R.; N., M.; PADILHA-FELTRIN, A. An efficient codification to solve distribution network reconfiguration for loss reduction problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 23, n. 4, p. 1542–1551, Nov. 2008.
- CHU, P.; BEASLEY, J. E. A genetic algorithm for the generalised assignment problem. *Computers and Operations Research*, Kidlington, v. 24, n. 1, p. 17–23, Jan. 1997.

- COSSI, A. M. *Planejamento de redes de distribuição de energia elétrica de média e baixa tensão*. 2008. 232 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2008.
- COSSI, A. M.; SILVA, L. G. W. da; LÁZARO, R. A. R.; MANTOVANI, J. R. S. Primary power distribution systems planning taking into account reliability, operation and expansion costs. *IET Generation, Transmission & Distribution*, Stevenage, v. 6, n. 3, p. 274–284, Mar. 2012.
- CRAWFORD, D. M.; HOLT, S. B. A mathematical optimization technique for locating and sizing distribution substations, and deriving their optimal service areas. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, New York, v. 94, n. 2, p. 230–235, Mar. 1974.
- DIAS, B. D. *Avaliação de indicadores de continuidade e seu impacto no planejamento de sistemas de distribuição*. 2002. 139 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Energia e Automação Elétrica, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002.
- FRANCO, J. F.; ROMERO, R.; GALLEGO, R. A. Um método heurístico eficiente para a seleção ótima de condutores e o recondutoramento de alimentadores primários em sistemas de distribuição de energia elétrica. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 18, 2010, Bonito. *Anais...* Bonito: Sociedade Brasileira de Automática, 2010. p. 4516–4522.
- GALLEGO, L. A.; RIDER, M. J.; LAVORATO, M.; PADILHA-FELTRIN, A. An enhanced genetic algorithm to solve the static and multistage transmission network expansion planning. *Journal of Electrical and Computer Engineering*, New York, v. 2012, n. 5, p. 1–12, Jan. 2012.
- GANGULY, S.; SAHOO, N. C.; DAS, D. Multi-objective planning of electrical distribution systems using particle swarm optimization. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRIC POWER AND ENERGY CONVERSION SYSTEMS, 2009, Sharjah. *Proceedings...* New York: IEEE, 2009. p. 1–6.
- GOMEZ, J. F.; KHODR, H. M.; OLIVEIRA, P. M. D.; OCQUE, L.; YUSTA, J. M.; VILLASANA, R.; URDANETA, A. J. Ant colony system algorithm for the planning of primary distribution circuits. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 19, n. 2, p. 996 – 1004, May 2004.
- GÖNEN, T.; FOOTE, B. L. Distribution-system planning using mixed-integer programming. *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, Stevenage, v. 128, n. 2, p. 70–79, Mar. 1981.
- GOSWAMI, S. K. Distribution system planning using branch exchange technique. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Toronto, v. 12, n. 2, p. 718–723, May 1997.
- HAFFNER, S.; PEREIRA, L. A.; PEREIRA, L. F.; BARRETO, L. Modelo multi-estágio de otimização para o planejamento da expansão de sistemas de distribuição. *Revista controle & automação*, São Paulo, v. 17, n. 4, p. 478 – 492, Out. 2006.
- HAFFNER, S.; PEREIRA, L. F. A.; PEREIRA, L. A.; BARRETO, L. S. Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation part i: problem formulation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Toronto, v. 23, n. 2, p. 915 –923, Apr. 2008.

- HAFFNER, S.; PEREIRA, L. F. A.; PEREIRA, L. A.; BARRETO, L. S. Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation part ii: numerical results. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Toronto, v. 23, n. 2, p. 924 –929, Apr. 2008.
- JONNAVITHULA, S.; BILLINTON, R. Minimum cost analysis of feeder routing in distribution system planning. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Toronto, v. 11, n. 4, p. 1935 –1940, Oct. 1996.
- KAGAN, N.; SCHMIDT, H.; OLIVEIRA, C.; KAGAN, N. *Métodos de otimização aplicados a sistemas elétricos de potência*. São Paulo: Blucher, 2009. 228 p.
- KNIGHT, U. G. W. The logical design of electrical networks using linear programming methods. *Proceedings of the IEE - Part A: Power Engineering*, Stevenage, v. 107, n. 33, p. 306–314, June 1960.
- LAVORATO, M.; FRANCO, J.; RIDER, M.; ROMERO, R. Imposing radiality constraints in distribution system optimization problems. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 27, n. 1, p. 172 –180, Feb. 2012.
- LAVORATO, M.; RIDER, M.; GARCIA, A.; ROMERO, R. A constructive heuristic algorithm for distribution system planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 25, n. 3, p. 1734 –1742, Aug. 2010.
- LOTERO, R.; CONTRERAS, J. Distribution system planning with reliability. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Toronto, v. 26, n. 4, p. 2552 –2562, Oct. 2011.
- MIGUEZ, E.; CIDRAS, J.; DIAZ-DORADO, E.; GARCIA-DORNELAS, J. An improved branch-exchange algorithm for large-scale distribution network planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 17, n. 4, p. 931–936, Nov. 2002.
- MIRANDA, V.; RANITO, J. V.; PROENÇA, L. M. Genetic algorithm in optimal multistage distribution network planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 9, n. 4, p. 1927–1933, Nov. 1994.
- NAHMAN, J.; PERIC, D. Optimal planning of radial distribution networks by simulated annealing technique. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 23, n. 2, p. 790 –795, May 2008.
- NAJAFI, S.; HOSSEINIAN, S.; ABEDI, M.; VAHIDNIA, A.; ABACHEZADEH, S. A framework for optimal planning in large distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 24, n. 2, p. 1019 –1028, May 2009.
- NEGRETE, L. P. G. *Planejamento da expansão de sistemas de transmissão considerando análise de confiabilidade e incertezas na semana futura*. 2010. 145 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2010.
- OLIVEIRA, M. L. *Planejamento integrado da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica*. 2010. 223 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2010.

- PÁDUA, S. *Planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica de média tensão através de um algoritmo busca dispersa*. 2014. 192 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2014.
- PAIVA, P.; KHODR, H.; DOMINGUEZ-NAVARRO, J.; YUSTA, J.; URDANETA, A. Integral planning of primary-secondary distribution systems using mixed integer linear programming. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Toronto, v. 20, n. 2, p. 1134 – 1143, May 2005.
- PARADA, V.; FERLAND, J.; ARIAS, M.; DANIELS, K. Optimization of electrical distribution feeders using simulated annealing. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Toronto, v. 19, n. 3, p. 1135 – 1141, July 2004.
- PEREIRA-JUNIOR, B. *Planejamento de médio e longo prazo de sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores distribuídos (GDs) considerando custos de confiabilidade, operação e expansão*. 2014. 194 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2014.
- PIASSON, D. *Otimização de planos de manutenções de componentes de sistemas de distribuição de energia elétrica centrados em confiabilidade*. 2014. 266 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2014.
- RAMIREZ-ROSADO, I. J.; BERNAL-AGUSTIN, J. L. Reliability and costs optimization for distribution networks expansion using an evolutionary algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 16, n. 1, p. 111–118, Feb. 2001.
- REEVES, C. Genetic algorithms. In: GLOVER, F.; KOCHENBERGER, G. (Ed.). *Handbook of metaheuristics*. Boston: Kluwer Academic, 2003. cap. 3, p. 55–104.
- RENDÓN, R. A. G.; ZULUAGA, A. E.; OCAMPO, E. M. *Técnicas metaheurísticas de optimización*. 2. ed. Pereira (Colombia): Universidad Tecnológica de Pereira, 2008. 315 p.
- ROMERO, R.; RIDER, M.; SILVA, I. J. A metaheuristic to solve the transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 22, n. 4, p. 2289–2291, Nov. 2007.
- SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H. W.; SEMLYEN, A.; LUO, G. X. A compensation \tilde{U} based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 3, n. 2, p. 753–762, May 1988.
- SILVA, I. J.; RIDER, M. J.; ROMERO, R.; MURARI, C. A. Genetic algorithm of chu and beasley for static and multistage transmission expansion planning. In: POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2006, Montreal. *Proceedings...* New York: IEEE, 2006. p. 1–7.
- SILVA, L. G. W. *Desenvolvimento de uma metodologia integrada para alocação otimizada de dispositivos de controle e proteção em sistemas de distribuição de energia elétrica*. 2005. 163 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2005.

SKOK, M.; KRAJCAR, S.; SKRLEC, D. Dynamic planning of medium voltage open-loop distribution networks under uncertainty. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON INTELLIGENT SYSTEMS APPLICATION TO POWER SYSTEMS, 13, 2005, Arlington. *Proceedings...* New York: IEEE, 2005. p. 1–6.

SOUZA, J. *Planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica através de um modelo de programação linear inteiro misto (PLIM)*. 2013. 114 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2013.

SOUZA, R. F. F. *Planejamento da expansão de sistemas de distribuição usando a metaheurística de busca em vizinhança variável*. 2011. 106 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2011.

ZAPATA, C. *Confiabilidad en ingeniería*. Pereira (Colombia): Universidad Tecnológica de Pereira, 2011. 154 p.

ZHAO, H.; WANG, Z.; YU, D.; ZHOU, L.; CHEN, X. Integrated methodology of reactive planning and conductor sizing in radial distribution. In: POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2005, San Francisco. *Proceedings...* New York: IEEE, 2005. p. 12–16.

APÊNDICE A - TRABALHO PUBLICADO

Congresso Internacional

1.V. Camargo, M. Lavorato e R. Romero. “Specialized Genetic Algorithm to Solve the Electrical Distribution System Expansion Planning”, IEEE PES General Meeting, Vancouver, BC, Canadá em 21 - 25 de julho de 2013.

ANEXO A - DADOS DO SISTEMA DE 23 BARRAS

Tabela 27 - Dados de barra do sistema de 23 barras

Barra <i>i</i>	S_{D_i} (KVA)	Barra <i>i</i>	S_{D_i} (KVA)
1	0,0	13	320,0
2	0,0	14	320,0
3	640,0	15	320,0
4	320,0	16	320,0
5	320,0	17	320,0
6	320,0	18	320,0
7	320,0	19	320,0
8	320,0	20	320,0
9	320,0	21	320,0
10	320,0	22	320,0
11	320,0	23	320,0
12	320,0	—	—

Fonte: Oliveira (2010)

Tabela 28 - Dados de ramo do Sistema de 23 barras

circuito	Barra <i>i</i>	Barra <i>j</i>	l_{ij} (km)	tc_o	circuito	Barra <i>i</i>	Barra <i>j</i>	l_{ij} (km)	tc_o
1	1	10	0,20209	0	19	10	20	0,69728	0
2	2	8	0,075604	0	20	11	13	0,50527	0
3	3	8	2,7079	0	21	11	21	0,63941	0
4	3	9	1,8202	0	22	11	22	0,69245	0
5	3	16	4,2237	0	23	12	15	0,98085	0
6	4	5	0,9402	0	24	12	23	0,67855	0
7	4	6	1,5017	0	25	13	15	0,62291	0
8	4	8	2,3053	0	26	14	17	0,44821	0
9	4	9	3,4479	0	27	14	23	0,48604	0
10	5	14	1,0162	0	28	15	18	0,57114	0
11	5	23	0,64091	0	29	15	21	0,60687	0
12	6	7	0,81807	0	30	16	20	0,50185	0
13	6	14	0,81772	0	31	16	22	0,94829	0
14	6	16	1,1752	0	32	17	18	0,44113	0
15	7	8	0,68661	0	33	19	20	0,73027	0
16	8	9	2,0567	0	34	19	21	0,555	0
17	10	14	0,42971	0	35	19	22	0,58266	0
18	10	19	0,59489	0	-	-	-	-	-

Fonte: Oliveira (2010)

Tabela 29 - Dados de condutores do Sistema de 23 barras.

Tipo	Capacidade (A)	Resistência (Ω/Km)	Reatância (Ω/Km)	Custo (US\$/Km)
1	230	0,6045	0,429	10000
4	340	0,3017	0,402	40000

Fonte: Oliveira (2010)

Tabela 30 - Dados de subestação existente do sistema de 23 barras - Teste 1

Barra	Capacidade Inicial (MVA)	Capacidade Proposta (MVA)	Custo de expansão (US\$)
1	10,00	—	—

Fonte: Oliveira (2010)

Tabela 31 - Dados de subestação existente do sistema de 23 barras - Teste 2

Barra	Capacidade Inicial (MVA)	Capacidade Proposta (MVA)	Custo de expansão (US\$)
1	4,00	—	—

Fonte: Oliveira (2010)

Tabela 32 - Dados de subestação proposta do sistema de 23 barras - Teste 2

Barra	Capacidade (MVA)	Custo de construção (US\$)
2	4,00	1000000

Fonte: Oliveira (2010)

ANEXO B - DADOS DO SISTEMA DE 136 BARRAS

Tabela 33 - Dados de barra do sistema de 136 barras

(continua)								
Barra	P_{D_i}	Q_{D_i}	Barra	P_{D_i}	Q_{D_i}	Barra	P_{D_i}	Q_{D_i}
i	(kW)	(KVAr)	i	(kW)	(KVAr)	i	(kW)	(KVAr)
201	0,0000	0,0000	39	75,3160	36,8210	78	142,5200	60,4170
202	0,0000	0,0000	40	0,0000	0,0000	79	96,0420	40,7130
2	0,0000	0,0000	41	1,2540	0,5310	80	300,4500	127,3700
3	47,7800	19,0090	42	6,2740	2,6600	81	141,2400	59,8730
4	42,5510	16,9290	43	0,0000	0,0000	82	279,8500	118,6300
5	87,0220	34,6220	44	117,8800	49,9710	83	87,3120	37,0130
6	311,3100	123,8600	45	62,6680	25,5660	84	243,8500	103,3700
7	148,8700	59,2280	46	172,2900	73,0340	85	247,7500	105,0300
8	238,6700	94,9560	47	458,5600	194,3900	86	0,0000	0,0000
9	62,2990	24,7860	48	262,9600	111,4700	87	89,8780	38,1010
10	124,5900	49,5710	49	235,7600	99,9420	88	1137,3000	482,1100
11	140,1600	55,7680	50	0,0000	0,0000	89	458,3400	194,3000
12	116,8100	46,4740	51	109,2200	46,2980	90	385,2000	163,2900
13	249,2000	99,1450	52	0,0000	0,0000	91	0,0000	0,0000
14	291,4500	115,5900	53	72,8090	30,8650	92	79,6080	33,7470
15	303,7200	120,8400	54	258,4700	109,5700	93	87,3120	37,0130
16	215,3900	85,6950	55	69,1690	29,3220	94	0,0000	0,0000
17	198,5900	79,0070	56	21,8430	9,2600	95	74,0010	31,3700
18	0,0000	0,0000	57	0,0000	0,0000	96	232,0500	98,3690
19	0,0000	0,0000	58	20,5270	8,7020	97	141,8200	60,1190
20	0,0000	0,0000	59	150,5500	63,8190	98	0,0000	0,0000
21	30,1270	14,7290	60	220,6900	93,5520	99	76,4490	32,4080
22	230,9700	112,9200	61	92,3840	39,1630	100	0,0000	0,0000
23	60,2560	29,4590	62	0,0000	0,0000	101	51,3220	21,7560
24	230,9700	112,9200	63	226,6900	96,0980	102	59,8740	25,3810
25	120,5100	58,9150	64	0,0000	0,0000	103	9,0650	3,8430
26	0,0000	0,0000	65	294,0200	116,9700	104	2,0920	0,8870
27	56,9810	27,8570	66	83,0150	33,0280	105	16,7350	7,0940
28	364,6700	178,2800	67	83,0150	33,0280	106	1506,5000	638,6300
29	0,0000	0,0000	68	103,7700	41,2850	107	313,0200	132,6900
30	124,6500	60,9390	69	176,4100	70,1840	108	79,8310	33,8420
31	56,9810	27,8570	70	83,0150	33,0280	109	51,3220	21,7560
32	0,0000	0,0000	71	217,9200	86,6980	110	0,0000	0,0000
33	85,4730	41,7870	72	23,2940	9,2670	111	202,4400	85,8150
34	0,0000	0,0000	73	5,0750	2,0190	112	60,8230	25,8740
35	396,7400	193,9600	74	72,6380	28,8990	113	45,6180	19,3380
36	0,0000	0,0000	75	405,9900	161,5200	114	0,0000	0,0000
37	181,1500	88,5630	76	0,0000	0,0000	115	157,0700	66,5840
38	242,1700	118,3900	77	100,1800	42,4680	116	0,0000	0,0000

Tabela 33 - Dados de barra do sistema de 136 barras

(conclusão)								
Barra <i>i</i>	P_{D_i} (kW)	Q_{D_i} (KVAr)	Barra <i>i</i>	P_{D_i} (kW)	Q_{D_i} (KVAr)	Barra <i>i</i>	P_{D_i} (kW)	Q_{D_i} (KVAr)
117	250,1500	106,0400	124	49,8580	24,3750	131	35,6140	17,4110
118	0,0000	0,0000	125	123,1600	60,2140	132	249,2900	121,8800
119	68,8090	28,5930	126	78,3500	38,3040	133	316,7200	154,8400
120	32,0720	13,5960	127	145,4800	71,1210	134	333,8200	163,2000
121	61,0840	25,8940	128	21,3690	10,4470	135	249,2900	121,8800
122	0,0000	0,0000	129	74,7890	36,5640	136	0,0000	0,0000
123	94,6220	46,2600	130	227,9300	111,4300	—	—	—

Fonte: Adaptado de Oliveira (2010)

Tabela 34 - Dados de ramo do sistema de 136 barras

(continua)											
Circuito <i>i j</i>		R_{ij} (Ω)	X_{ij} (Ω)	l_{ij} (km)	tc_{in}	Circuito <i>i j</i>		R_{ij} (Ω)	X_{ij} (Ω)	l_{ij} (km)	tc_{in}
201 2	0,56831	0,49573	0,83536	1	29 32	0,06027	0,05257	0,08019	1		
2 3	0,00323	0,00282	0,00472	1	32 33	0,07850	0,06848	0,10708	1		
3 4	0,38218	0,33337	0,56169	1	33 34	0,34547	0,30135	0,47116	1		
4 5	0,17015	0,14842	0,25014	1	34 35	0,09423	0,08220	0,12849	1		
5 6	0,26649	0,23245	0,39173	1	32 36	0,08036	0,07009	0,10692	1		
6 7	0,27931	0,24364	0,41060	1	36 37	0,30618	0,26708	0,41762	1		
7 8	0,19589	0,17087	0,28789	1	37 38	0,21985	0,19177	0,29983	1		
7 9	0,06027	0,05257	0,08019	1	36 39	0,06027	0,05257	0,08015	1		
9 10	0,43180	0,37665	0,58895	1	201 40	0,56831	0,49573	0,83536	1		
9 11	0,11553	0,10078	0,15370	1	40 41	0,20226	0,17643	0,29733	1		
11 12	0,32974	0,28763	0,44974	1	41 42	2,18602	1,90684	3,13230	1		
11 13	0,67691	0,59045	0,96991	1	41 43	0,00323	0,00282	0,00472	1		
11 14	0,12562	0,10958	0,16708	1	43 44	0,11876	0,10359	0,17463	1		
14 15	0,41615	0,36300	0,56753	1	44 45	0,67521	0,58898	0,92090	1		
14 16	0,06027	0,05257	0,08019	1	44 46	0,10916	0,09522	0,16046	1		
16 17	0,24341	0,21232	0,33196	1	46 47	0,22477	0,19607	0,33037	1		
201 18	0,56831	0,49573	0,83536	1	47 48	0,10593	0,09240	0,15574	1		
18 19	0,00323	0,00282	0,00472	1	48 49	0,19589	0,17087	0,28789	1		
19 20	0,38210	0,33330	0,56162	1	49 50	0,30150	0,26300	0,40097	1		
20 21	0,18621	0,16243	0,27374	1	50 51	0,30142	0,26292	0,40089	1		
21 22	0,58888	0,51367	0,80312	1	49 52	0,07705	0,06721	0,11327	1		
21 23	0,31142	0,27165	0,45780	1	52 53	0,04494	0,03920	0,06607	1		
23 24	0,25124	0,21915	0,34266	1	53 54	0,10271	0,08959	0,15102	1		
23 25	0,04171	0,03638	0,06135	1	54 55	0,05139	0,04483	0,07551	1		
25 26	0,07705	0,06721	0,11327	1	55 56	0,03534	0,03082	0,05191	1		
26 27	0,03211	0,02801	0,04719	1	53 57	0,18621	0,16243	0,27374	1		
27 28	0,12279	0,10711	0,16306	1	57 58	0,21203	0,18495	0,28912	1		
28 29	0,02509	0,02189	0,03341	1	58 59	0,34547	0,30135	0,47116	1		
29 30	0,15700	0,13695	0,21416	1	59 60	0,41615	0,36300	0,56753	1		
30 31	0,32974	0,28763	0,44974	1	60 61	0,27480	0,23970	0,37479	1		

Tabela 34 - Dados de ramo do sistema de 136 barras

						(conclusão)					
Circuito		R_{ij}	X_{ij}	l_{ij}	tc_{in}	Circuito		R_{ij}	X_{ij}	l_{ij}	tc_{in}
i	j	(Ω)	(Ω)	(km)		i	j	(Ω)	(Ω)	(km)	
61	62	0,17274	0,15068	0,23558	1	106	107	0,24591	0,21451	0,33280	1
48	63	0,23760	0,20726	0,34924	1	107	108	0,25866	0,22563	0,35001	1
202	64	0,01283	0,01119	0,01887	1	108	109	0,45536	0,39720	0,62108	1
64	65	0,46230	0,40325	0,67962	1	109	110	0,44753	0,39038	0,61037	1
65	66	0,65496	0,57131	0,96279	1	108	111	0,05510	0,04807	0,07459	1
66	67	0,56508	0,49291	0,83064	1	111	112	0,39259	0,34245	0,53541	1
67	68	0,56186	0,49010	0,82592	1	112	113	0,71450	0,62325	0,97444	1
68	69	0,29214	0,25483	0,42948	1	113	114	0,47109	0,41093	0,64249	1
69	70	0,46326	0,40410	0,63178	1	109	115	0,64383	0,56160	0,87807	1
69	71	0,09956	0,08684	0,14631	1	115	116	0,89506	0,78075	1,22070	1
71	72	0,58098	0,50678	0,79241	1	110	117	0,891998	0,77808	1,21300	1
72	73	0,84795	0,73965	1,15650	1	117	118	0,39259	0,34245	0,53541	1
71	74	0,11561	0,10085	0,16991	1	105	119	0,55225	0,48172	0,81176	1
74	75	0,97647	0,85176	1,39920	1	119	120	0,25043	0,21845	0,36812	1
202	76	0,01928	0,01682	0,02831	1	120	121	0,21195	0,18488	0,31150	1
76	77	1,24893	1,08942	1,83590	1	202	122	0,01928	0,01682	0,02831	1
77	78	0,38525	0,33605	0,56634	1	122	123	1,11088	0,96901	1,63300	1
78	79	0,35636	0,31085	0,52388	1	123	124	0,07705	0,06721	0,11327	1
79	80	0,08028	0,07002	0,11799	1	124	125	0,38839	0,33879	0,55651	1
80	81	0,65827	0,57420	0,87545	1	124	126	0,03534	0,03082	0,05191	1
81	82	0,36177	0,31557	0,48117	1	126	127	0,43971	0,38355	0,59966	1
82	83	0,47109	0,41093	0,64249	1	126	128	0,16693	0,14561	0,24542	1
82	84	0,11553	0,10078	0,15370	1	128	129	0,20226	0,17643	0,29733	1
84	85	0,47109	0,41093	0,64249	1	128	130	0,23760	0,20726	0,34924	1
202	86	0,01928	0,01682	0,02831	1	130	131	0,07382	0,06439	0,10855	1
86	87	0,71595	0,62452	1,05250	1	131	132	0,15733	0,13723	0,23125	1
87	88	0,12723	0,11098	0,17214	1	132	133	0,27609	0,24083	0,40588	1
87	89	0,75129	0,65534	1,10440	1	133	134	0,40195	0,35061	0,53462	1
89	90	0,05551	0,04842	0,07949	1	134	135	0,42204	0,36814	0,56136	1
90	91	0,13167	0,11485	0,19351	1	135	136	0,31151	0,27172	0,41434	1
91	92	0,56831	0,49573	0,83536	1	12	75	0,14522	0,12668	0,18000	0
92	93	0,14450	0,12604	0,21238	1	16	75	0,11295	0,09853	0,14000	0
93	94	0,22792	0,19881	0,33509	1	16	85	0,14522	0,12668	0,18000	0
94	95	0,31151	0,27172	0,41434	1	17	85	0,15329	0,13371	0,19000	0
95	96	0,23115	0,20163	0,30741	1	31	136	0,12102	0,10556	0,15000	0
96	97	0,28141	0,24547	0,37424	1	39	136	0,08875	0,07741	0,11000	0
94	98	0,17661	0,15405	0,25958	1	38	99	0,08875	0,07741	0,11000	0
98	99	0,23115	0,20163	0,33981	1	56	99	0,11295	0,09853	0,14000	0
202	100	0,01606	0,01400	0,02359	1	62	99	0,12102	0,10556	0,15000	0
100	101	0,28900	0,25209	0,42476	1	62	97	0,16136	0,14075	0,20000	0
101	102	0,20226	0,17643	0,29733	1	51	97	0,24204	0,21113	0,30000	0
102	103	1,68670	1,47128	2,41680	1	45	114	0,16136	0,14075	0,20000	0
102	104	0,78018	0,68054	1,14690	1	45	118	0,24204	0,21113	0,30000	0
104	105	1,19116	1,03903	1,75100	1	63	108	0,08068	0,07038	0,10000	0
105	106	0,78340	0,68335	1,15160	1						

Fonte: Da própria autora

Tabela 35 - Dados dos condutores do sistema de 136 barras

Tipo	Capacidade (A)	Resistência (Ω/Km)	Reatância (Ω/Km)	Custo (US\$/Km)
1	999	0,80680	0,70376	4000

Fonte: Oliveira (2010)

Tabela 36 - Dados das subestações existentes do sistema de 136 barras

Barra	Capacidade Inicial (MVA)	Capacidade Proposta (MVA)	Custo de expansão (US\$)
201	15,00	—	—
202	10,00	—	—

Fonte: Oliveira (2010)

ANEXO C - DADOS DO SISTEMA DE 54 BARRAS

Tabela 37 - Dados de ramo do sistema de 54 barras

circuito	Barra <i>i</i>	Barra <i>j</i>	l_{ij} (km)	tc_o	circuito	Barra <i>i</i>	Barra <i>j</i>	l_{ij} (km)	tc_o
1	51	01	1,405	2	32	06	28	2,5	0
2	51	03	1,09	2	33	54	30	1,405	0
3	03	04	1,56	1	34	30	29	1,56	0
4	04	07	1,25	1	35	30	43	2,03	0
5	04	05	1,56	1	36	43	37	1,25	0
6	07	08	1,56	1	37	37	31	0,935	0
7	05	06	1,25	1	38	31	10	1,56	0
8	01	09	1,715	1	39	13	43	1,875	0
9	01	02	1,56	1	40	12	45	1,25	0
10	09	10	3,59	1	41	45	44	1,09	0
11	52	14	1,875	1	42	44	38	1,56	0
12	14	15	1,875	1	43	38	39	1,715	0
13	15	16	1,405	1	44	39	32	2,03	0
14	52	11	1,405	1	45	39	33	1,405	0
15	11	12	1,56	1	46	33	08	2,34	0
16	12	13	2,185	1	47	33	34	0,935	0
17	19	20	1,56	0	48	34	35	1,09	0
18	18	19	1,25	0	49	35	36	1,09	0
19	17	18	2,03	0	50	53	36	1,25	0
20	09	17	2,15	0	51	53	28	1,56	0
21	18	21	1,56	0	52	53	41	1,56	0
22	54	21	1,25	0	53	41	40	1,25	0
23	54	22	1,875	0	54	40	16	1,25	0
24	09	22	2,34	0	55	41	42	1,875	0
25	22	23	1,715	0	56	42	48	1,25	0
26	23	24	1,405	0	57	48	49	1,875	0
27	24	25	1,09	0	58	49	50	1,09	0
28	25	08	1,405	0	59	42	47	1,56	0
29	8	27	1,875	0	60	47	46	1,56	0
30	27	26	1,715	0	61	46	14	1,715	0
31	27	28	1,56	0	-	-	-	-	-

Fonte: Baquero (2012)

Tabela 38 - Dados de barra do sistema de 54 barras (continua)

(continua)

Barra i	P_{D_i} (kW)			Q_{D_i} (KVAr)		
	Estágio 1	Estágio 2	Estágio 3	Estágio 1	Estágio 2	Estágio 3
51	000	000	000	000	000	000
52	000	000	000	000	000	000
53	000	000	000	000	000	000
54	000	000	000	000	000	000
1	2970	3420	3780	1650	1900	2100
2	990	1170	1350	550	650	750
3	360	450	630	200	250	350
4	1260	1710	990	700	950	550
5	1800	2070	2340	1000	1150	1300
6	540	630	630	300	350	350
7	180	450	900	100	250	500
8	1350	1530	1710	750	850	950
9	1710	1800	1080	950	1000	600
10	1800	2160	2610	1000	1200	1450
11	180	270	270	100	150	150
12	900	1440	1620	500	800	900
13	810	900	990	450	500	550
14	720	810	900	400	450	500
15	900	1080	1260	500	600	700
16	1170	1350	1710	650	750	950
17	450	540	630	250	300	350
18	810	900	1080	450	500	600
19	900	1080	1260	500	600	700
20	450	630	720	250	350	400
21	450	1440	1620	250	800	900
22	450	900	990	250	500	550
23	450	810	900	250	450	500
24	450	360	450	250	200	250
25	540	720	810	300	400	450
26	0	720	1080	0	400	600
27	0	1080	1350	0	600	750
28	360	450	630	200	250	350
29	540	810	1260	300	450	700
30	1800	2070	2340	1000	1150	1300
31	540	630	630	300	350	350
32	000	1350	1530	000	750	850
33	1620	2070	2610	900	1150	1450
34	810	900	1080	450	500	600
35	000	000	810	000	000	450
36	180	180	270	100	100	150
37	900	1440	1890	500	800	1050
38	000	0	990	000	000	550

Tabela 38 - Dados de barra do sistema de 54 barras

(conclusão)

Barra <i>i</i>	P_{D_i} (kW)			Q_{D_i} (KVar)		
	Estágio 1	Estágio 2	Estágio 3	Estágio 1	Estágio 2	Estágio 3
39	720	810	900	400	450	500
40	900	1080	1260	500	600	700
41	270	450	810	150	250	450
42	000	000	1080	000	000	600
43	000	000	1170	000	000	650
44	450	900	1260	250	500	700
45	450	450	720	250	250	400
46	000	1440	1620	000	800	900
47	450	450	900	250	250	500
48	450	540	720	250	300	400
49	000	540	450	000	300	250
50	000	000	720	000	000	400

Fonte: Baquero (2012)

Tabela 39 - Dados de condutores do sistema de 54 barras

Tipo Condutor	Capacidade (A)	Resistência (Ω /Km)	Reatância (Ω /Km)	Custo (R\$/Km)
1	150	0,3655	0,2520	20000
2	200	0,2921	0,2466	30000
3	250	0,2359	0,2402	40000
4	300	0,1932	0,2279	50000
5	350	0,1827	0,1260	60000
6	400	0,1460	0,1233	70000
7	500	0,1180	0,1201	80000
8	600	0,0966	0,1140	90000

Fonte: Baquero (2012)

Tabela 40 - Dados de subestações existentes do sistema de 54 barras

Barra	Capacidade Inicial (MVA)	Capacidade Proposta (MVA)	Custo de expansão (10 ³ R\$)
51	16,70	33,4	1000
52	16,70	33,4	1000

Fonte: Baquero (2012)

Tabela 41 - Dados de subestações propostas do sistema de 54 barras

Barra	Capacidade Alternativa 1 (MVA)	Capacidade Alternativa 2 (MVA)	Custo de construção Alternativa 1 (10 ³ R\$)	Custo de construção Alternativa 2 (10 ³ R\$)
53	22,00	30,00	2000	3000
54	22,00	30,00	2400	3400

Fonte: Baquero (2012)

Tabela 42 - Custo com recondutoramento (10³ R\$) - Sistema de 54 barras

Tipo condutor	1	2	3	4	5	6	7	8
1	0	30	40	50	60	70	80	90
2	0	0	40	50	60	70	80	90
3	0	0	0	50	60	70	80	90
4	0	0	0	0	60	70	80	90
5	0	0	0	0	0	70	80	90
6	0	0	0	0	0	0	80	90
7	0	0	0	0	0	0	0	90
8	0	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: Baquero (2012)

ANEXO D - DADOS DO SISTEMA DE 417 BARRAS

Tabela 43 - Dados de barra do sistema de 417 barras

(continua)

Barra <i>i</i>	P_{1i} (kW)	Q_{1i} (KVAr)	P_{2i} (kW)	Q_{2i} (KVAr)	P_{3i} (kW)	Q_{3i} (KVAr)
1	0	0	0	0	0	0
2	73,2	35,4	97,6	47,2	122	59
3	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0
5	68,4	33	91,2	44	114	55
6	30,6	15	40,8	20	51	25
7	49,8	24	66,4	32	83	40
8	0	0	0	0	0	0
9	73,2	35,4	97,6	47,2	122	59
10	73,2	35,4	97,6	47,2	122	59
11	46,2	22,2	61,6	29,6	77	37
12	0	0	0	0	0	0
13	40,8	19,8	54,4	26,4	68	33
14	42,6	20,4	56,8	27,2	71	34
15	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0
17	46,2	22,2	61,6	29,6	77	37
18	18	8,4	24	11,2	30	14
19	7,8	3,6	10,4	4,8	13	6
20	0,6	0	0,8	0	1	0
21	116,4	56,4	155,2	75,2	194	94
22	46,2	22,2	61,6	29,6	77	37
23	46,2	22,2	61,6	29,6	77	37
24	46,2	22,2	61,6	29,6	77	37
25	73,2	35,4	97,6	47,2	122	59
26	62,4	30,6	83,2	40,8	104	51
27	0	0	0	0	0	0
28	46,2	22,2	61,6	29,6	77	37
29	145,8	70,8	194,4	94,4	243	118
30	46,2	22,2	61,6	29,6	77	37
31	46,2	22,2	61,6	29,6	77	37
32	0	0	0	0	0	0
33	72,6	34,8	96,8	46,4	121	58
34	116,4	56,4	155,2	75,2	194	94
35	73,2	35,4	97,6	47,2	122	59
36	46,2	22,2	61,6	29,6	77	37
37	0	0	0	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0
39	57,6	28,2	76,8	37,6	96	47

Tabela 43 - Dados de barra do sistema de 417 barras

Barra <i>i</i>	(continuação)					
	P_{1i} (kW)	Q_{1i} (KVar)	P_{2i} (kW)	Q_{2i} (KVar)	P_{3i} (kW)	Q_{3i} (KVar)
40	73,2	35,4	97,6	47,2	122	59
41	42	20,4	56	27,2	70	34
42	34,8	16,8	46,4	22,4	58	28
43	0	0	0	0	0	0
44	73,2	35,4	97,6	47,2	122	59
45	73,2	35,4	97,6	47,2	122	59
46	73,2	35,4	97,6	47,2	122	59
47	51,6	25,2	68,8	33,6	86	42
48	46,2	22,2	61,6	29,6	77	37
49	0	0	0	0	0	0
50	73,2	35,4	97,6	47,2	122	59
51	73,2	35,4	97,6	47,2	122	59
52	73,2	35,4	97,6	47,2	122	59
53	0	0	0	0	0	0
54	25,2	12	33,6	16	42	20
55	73,2	35,4	97,6	47,2	122	59
56	7,8	3,6	10,4	4,8	13	6
57	46,2	22,2	61,6	29,6	77	37
58	30	14,4	40	19,2	50	24
59	0	0	0	0	0	0
60	36	17,4	48	23,2	60	29
61	42,6	20,4	56,8	27,2	71	34
62	73,2	35,4	97,6	47,2	122	59
63	46,2	22,2	61,6	29,6	77	37
64	57	27,6	76	36,8	95	46
65	72,6	34,8	96,8	46,4	121	58
66	46,2	22,2	61,6	29,6	77	37
67	61,8	30	82,4	40	103	50
68	31,2	15	41,6	20	52	25
69	34,2	16,2	45,6	21,6	57	27
70	102,6	49,8	136,8	66,4	171	83
71	72,6	34,8	96,8	46,4	121	58
72	23,4	11,4	31,2	15,2	39	19
73	71,4	34,8	95,2	46,4	119	58
74	29,4	14,4	39,2	19,2	49	24
75	0	0	0	0	0	0
76	30	14,4	40	19,2	50	24
77	26,4	12,6	35,2	16,8	44	21
78	49,2	24	65,6	32	82	40
79	79,2	38,4	105,6	51,2	132	64
80	116,4	56,4	155,2	75,2	194	94
81	0	0	0	0	0	0
82	73,2	35,4	97,6	47,2	122	59
83	1,8	0,6	2,4	0,8	3	1

Tabela 43 - Dados de barra do sistema de 417 barras

Barra <i>i</i>	(continuação)					
	P_{1i} (kW)	Q_{1i} (KVAr)	P_{2i} (kW)	Q_{2i} (KVAr)	P_{3i} (kW)	Q_{3i} (KVAr)
84	31,2	15	41,6	20	52	25
85	61,8	30	82,4	40	103	50
86	12,6	6	16,8	8	21	10
87	12,6	6	16,8	8	21	10
88	12,6	6	16,8	8	21	10
89	3	1,8	4	2,4	5	3
90	0	0	0	0	0	0
91	0	0	0	0	0	0
92	12,6	6	16,8	8	21	10
93	10,8	5,4	14,4	7,2	18	9
94	73,2	35,4	97,6	47,2	122	59
95	69,6	33,6	92,8	44,8	116	56
96	4,2	1,8	5,6	2,4	7	3
97	38,4	18,6	51,2	24,8	64	31
98	29,4	14,4	39,2	19,2	49	24
99	9,6	4,8	12,8	6,4	16	8
100	46,2	22,2	61,6	29,6	77	37
101	71,4	34,8	95,2	46,4	119	58
102	42,6	20,4	56,8	27,2	71	34
103	46,2	22,2	61,6	29,6	77	37
104	116,4	56,4	155,2	75,2	194	94
105	73,2	35,4	97,6	47,2	122	59
106	33	16,2	44	21,6	55	27
107	22,8	10,8	30,4	14,4	38	18
108	13,2	6	17,6	8	22	10
109	0	0	0	0	0	0
110	46,2	22,2	61,6	29,6	77	37
111	73,2	35,4	97,6	47,2	122	59
112	22,8	10,8	30,4	14,4	38	18
113	73,2	35,4	97,6	47,2	122	59
114	16,2	7,8	21,6	10,4	27	13
115	38,4	18,6	51,2	24,8	64	31
116	0	0	0	0	0	0
117	0	0	0	0	0	0
118	0	0	0	0	0	0
119	0	0	0	0	0	0
120	47,4	22,8	63,2	30,4	79	38
121	148,2	71,4	197,6	95,2	247	119
122	0	0	0	0	0	0
123	0	0	0	0	0	0
124	0	0	0	0	0	0
125	0	0	0	0	0	0
126	0	0	0	0	0	0

Tabela 43 - Dados de barra do sistema de 417 barras

Barra <i>i</i>	(continuação)					
	P_{1i} (kW)	Q_{1i} (KVAr)	P_{2i} (kW)	Q_{2i} (KVAr)	P_{3i} (kW)	Q_{3i} (KVAr)
127	0	0	0	0	0	0
128	46,2	22,2	61,6	29,6	77	37
129	73,2	35,4	97,6	47,2	122	59
130	37,2	18	49,6	24	62	30
131	63	30,6	84	40,8	105	51
132	73,2	35,4	97,6	47,2	122	59
133	46,2	22,2	61,6	29,6	77	37
134	46,2	22,2	61,6	29,6	77	37
135	0	0	0	0	0	0
136	51	24,6	68	32,8	85	41
137	4,8	2,4	6,4	3,2	8	4
138	73,2	35,4	97,6	47,2	122	59
139	21	10,2	28	13,6	35	17
140	33	16,2	44	21,6	55	27
141	91,8	44,4	122,4	59,2	153	74
142	189,6	91,8	252,8	122,4	316	153
143	63	30,6	84	40,8	105	51
144	12	6	16	8	20	10
145	57	27,6	76	36,8	95	46
146	22,8	10,8	30,4	14,4	38	18
147	49,8	24	66,4	32	83	40
148	30	14,4	40	19,2	50	24
149	46,2	22,2	61,6	29,6	77	37
150	73,2	35,4	97,6	47,2	122	59
151	61,2	29,4	81,6	39,2	102	49
152	36	17,4	48	23,2	60	29
153	46,2	22,2	61,6	29,6	77	37
154	116,4	56,4	155,2	75,2	194	94
155	33,6	16,2	44,8	21,6	56	27
156	73,2	35,4	97,6	47,2	122	59
157	0	0	0	0	0	0
158	1,8	0,6	2,4	0,8	3	1
159	0,6	0	0,8	0	1	0
160	31,2	15	41,6	20	52	25
161	116,4	56,4	155,2	75,2	194	94
162	6	3	8	4	10	5
163	76,8	37,2	102,4	49,6	128	62
164	9,6	4,8	12,8	6,4	16	8
165	22,2	10,8	29,6	14,4	37	18
166	92,4	45	123,2	60	154	75
167	0	0	0	0	0	0
168	0	0	0	0	0	0
169	46,8	22,8	62,4	30,4	78	38

Tabela 43 - Dados de barra do sistema de 417 barras

Barra <i>i</i>	(continuação)					
	P_{1i} (kW)	Q_{1i} (KVAr)	P_{2i} (kW)	Q_{2i} (KVAr)	P_{3i} (kW)	Q_{3i} (KVAr)
170	0	0	0	0	0	0
171	16,2	7,8	21,6	10,4	27	13
172	61,8	30	82,4	40	103	50
173	73,2	35,4	97,6	47,2	122	59
174	43,2	21	57,6	28	72	35
175	0	0	0	0	0	0
176	73,2	35,4	97,6	47,2	122	59
177	116,4	56,4	155,2	75,2	194	94
178	0	0	0	0	0	0
179	46,2	22,2	61,6	29,6	77	37
180	49,2	24	65,6	32	82	40
181	31,8	15,6	42,4	20,8	53	26
182	73,2	35,4	97,6	47,2	122	59
183	38,4	18,6	51,2	24,8	64	31
184	51,6	25,2	68,8	33,6	86	42
185	49,2	24	65,6	32	82	40
186	0	0	0	0	0	0
187	100,2	48,6	133,6	64,8	167	81
188	0	0	0	0	0	0
189	0	0	0	0	0	0
190	78,6	38,4	104,8	51,2	131	64
191	12,6	6	16,8	8	21	10
192	12,6	6	16,8	8	21	10
193	12,6	6	16,8	8	21	10
194	12,6	6	16,8	8	21	10
195	0	0	0	0	0	0
196	0	0	0	0	0	0
197	0	0	0	0	0	0
198	0	0	0	0	0	0
199	0	0	0	0	0	0
200	31,2	15	41,6	20	52	25
201	121,2	58,8	161,6	78,4	202	98
202	121,2	58,8	161,6	78,4	202	98
203	43,8	21	58,4	28	73	35
204	48,6	23,4	64,8	31,2	81	39
205	69	33,6	92	44,8	115	56
206	70,8	34,2	94,4	45,6	118	57
207	190,8	92,4	254,4	123,2	318	154
208	96,6	46,8	128,8	62,4	161	78
209	75,6	36,6	100,8	48,8	126	61
210	35,4	17,4	47,2	23,2	59	29
211	14,4	7,2	19,2	9,6	24	12
212	14,4	7,2	19,2	9,6	24	12

Tabela 43 - Dados de barra do sistema de 417 barras

Barra <i>i</i>	(continuação)					
	P_{1i} (kW)	Q_{1i} (KVAr)	P_{2i} (kW)	Q_{2i} (KVAr)	P_{3i} (kW)	Q_{3i} (KVAr)
213	3	1,2	4	1,6	5	2
214	75,6	36,6	100,8	48,8	126	61
215	33,6	16,2	44,8	21,6	56	27
216	37,2	18	49,6	24	62	30
217	0	0	0	0	0	0
218	19,2	9	25,6	12	32	15
219	94,8	46,2	126,4	61,6	158	77
220	75,6	36,6	100,8	48,8	126	61
221	121,2	58,8	161,6	78,4	202	98
222	24,6	12	32,8	16	41	20
223	48,6	23,4	64,8	31,2	81	39
224	75,6	36,6	100,8	48,8	126	61
225	121,2	58,8	161,6	78,4	202	98
226	10,8	5,4	14,4	7,2	18	9
227	121,2	58,8	161,6	78,4	202	98
228	63,6	30,6	84,8	40,8	106	51
229	105	51	140	68	175	85
230	104,4	50,4	139,2	67,2	174	84
231	67,8	33	90,4	44	113	55
232	121,2	58,8	161,6	78,4	202	98
233	0	0	0	0	0	0
234	121,2	58,8	161,6	78,4	202	98
235	241,8	117	322,4	156	403	195
236	121,2	58,8	161,6	78,4	202	98
237	75,6	36,6	100,8	48,8	126	61
238	0	0	0	0	0	0
239	17,4	8,4	23,2	11,2	29	14
240	5,4	2,4	7,2	3,2	9	4
241	3	1,2	4	1,6	5	2
242	0	0	0	0	0	0
243	10,8	5,4	14,4	7,2	18	9
244	27	13,2	36	17,6	45	22
245	19,2	9,6	25,6	12,8	32	16
246	36,6	18	48,8	24	61	30
247	48,6	23,4	64,8	31,2	81	39
248	75,6	36,6	100,8	48,8	126	61
249	13,8	6,6	18,4	8,8	23	11
250	8,4	4,2	11,2	5,6	14	7
251	10,8	5,4	14,4	7,2	18	9
252	75,6	36,6	100,8	48,8	126	61
253	3	1,8	4	2,4	5	3
254	15,6	7,8	20,8	10,4	26	13
255	10,8	5,4	14,4	7,2	18	9

Tabela 43 - Dados de barra do sistema de 417 barras

Barra <i>i</i>	(continuação)					
	P_{1i} (kW)	Q_{1i} (KVAr)	P_{2i} (kW)	Q_{2i} (KVAr)	P_{3i} (kW)	Q_{3i} (KVAr)
256	75,6	36,6	100,8	48,8	126	61
257	48,6	23,4	64,8	31,2	81	39
258	0	0	0	0	0	0
259	75,6	36,6	100,8	48,8	126	61
260	24,6	12	32,8	16	41	20
261	0	0	0	0	0	0
262	16,8	8,4	22,4	11,2	28	14
263	18	8,4	24	11,2	30	14
264	48,6	23,4	64,8	31,2	81	39
265	121,2	58,8	161,6	78,4	202	98
266	190,8	92,4	254,4	123,2	318	154
267	105,6	51	140,8	68	176	85
268	75,6	36,6	100,8	48,8	126	61
269	3,6	1,8	4,8	2,4	6	3
270	18,6	9	24,8	12	31	15
271	36	17,4	48	23,2	60	29
272	33,6	16,2	44,8	21,6	56	27
273	75,6	36,6	100,8	48,8	126	61
274	70,8	34,2	94,4	45,6	118	57
275	75,6	36,6	100,8	48,8	126	61
276	121,2	58,8	161,6	78,4	202	98
277	6	3	8	4	10	5
278	75,6	36,6	100,8	48,8	126	61
279	121,2	58,8	161,6	78,4	202	98
280	190,8	92,4	254,4	123,2	318	154
281	49,2	24	65,6	32	82	40
282	75,6	36,6	100,8	48,8	126	61
283	13,2	6	17,6	8	22	10
284	7,8	3,6	10,4	4,8	13	6
285	42,6	20,4	56,8	27,2	71	34
286	60,6	29,4	80,8	39,2	101	49
287	67,8	32,4	90,4	43,2	113	54
288	75,6	36,6	100,8	48,8	126	61
289	0	0	0	0	0	0
290	20,4	10,2	27,2	13,6	34	17
291	49,8	24	66,4	32	83	40
292	35,4	17,4	47,2	23,2	59	29
293	75,6	36,6	100,8	48,8	126	61
294	87	42	116	56	145	70
295	121,2	58,8	161,6	78,4	202	98
296	30	14,4	40	19,2	50	24
297	24,6	12	32,8	16	41	20
298	121,2	58,8	161,6	78,4	202	98

Tabela 43 - Dados de barra do sistema de 417 barras

Barra <i>i</i>	(continuação)					
	P_{1i} (kW)	Q_{1i} (KVar)	P_{2i} (kW)	Q_{2i} (KVar)	P_{3i} (kW)	Q_{3i} (KVar)
299	46,2	22,2	61,6	29,6	77	37
300	96,6	46,8	128,8	62,4	161	78
301	286,2	138,6	381,6	184,8	477	231
302	40,8	19,8	54,4	26,4	68	33
303	8,4	4,2	11,2	5,6	14	7
304	2,4	1,2	3,2	1,6	4	2
305	0	0	0	0	0	0
306	39,6	19,2	52,8	25,6	66	32
307	0	0	0	0	0	0
308	36	17,4	48	23,2	60	29
309	57	27,6	76	36,8	95	46
310	0	0	0	0	0	0
311	11,4	5,4	15,2	7,2	19	9
312	40,2	19,2	53,6	25,6	67	32
313	10,8	5,4	14,4	7,2	18	9
314	19,8	9,6	26,4	12,8	33	16
315	12,6	6	16,8	8	21	10
316	19,8	9,6	26,4	12,8	33	16
317	25,2	12	33,6	16	42	20
318	31,2	15	41,6	20	52	25
319	25,8	12,6	34,4	16,8	43	21
320	75,6	36,6	100,8	48,8	126	61
321	64,2	31,2	85,6	41,6	107	52
322	121,2	58,8	161,6	78,4	202	98
323	75,6	36,6	100,8	48,8	126	61
324	14,4	7,2	19,2	9,6	24	12
325	60,6	29,4	80,8	39,2	101	49
326	48,6	23,4	64,8	31,2	81	39
327	93	45	124	60	155	75
328	13,8	6,6	18,4	8,8	23	11
329	18,6	9	24,8	12	31	15
330	75,6	36,6	100,8	48,8	126	61
331	7,8	3,6	10,4	4,8	13	6
332	33,6	16,2	44,8	21,6	56	27
333	72	34,8	96	46,4	120	58
334	75,6	36,6	100,8	48,8	126	61
335	241,8	117	322,4	156	403	195
336	48,6	23,4	64,8	31,2	81	39
337	106,2	51,6	141,6	68,8	177	86
338	90,6	43,8	120,8	58,4	151	73
339	5,4	2,4	7,2	3,2	9	4
340	17,4	8,4	23,2	11,2	29	14
341	8,4	4,2	11,2	5,6	14	7

Tabela 43 - Dados de barra do sistema de 417 barras

Barra <i>i</i>	(continuação)					
	P_{1i} (kW)	Q_{1i} (KVar)	P_{2i} (kW)	Q_{2i} (KVar)	P_{3i} (kW)	Q_{3i} (KVar)
342	13,8	6,6	18,4	8,8	23	11
343	27	13,2	36	17,6	45	22
344	0	0	0	0	0	0
345	21,6	10,2	28,8	13,6	36	17
346	3	1,2	4	1,6	5	2
347	5,4	2,4	7,2	3,2	9	4
348	48	23,4	64	31,2	80	39
349	0	0	0	0	0	0
350	0	0	0	0	0	0
351	0	0	0	0	0	0
352	0	0	0	0	0	0
353	0	0	0	0	0	0
354	0	0	0	0	0	0
355	0	0	0	0	0	0
356	0	0	0	0	0	0
357	0	0	0	0	0	0
358	0	0	0	0	0	0
359	0	0	0	0	0	0
360	0	0	0	0	0	0
361	0	0	0	0	0	0
362	0	0	0	0	0	0
363	0	0	0	0	0	0
364	0	0	0	0	0	0
365	0	0	0	0	0	0
366	0	0	0	0	0	0
367	0	0	0	0	0	0
368	0	0	0	0	0	0
369	0	0	0	0	0	0
370	0	0	0	0	0	0
371	0	0	0	0	0	0
372	0	0	0	0	0	0
373	0	0	0	0	0	0
374	0	0	0	0	0	0
375	0	0	0	0	0	0
376	51,6	24,6	68,8	32,8	86	41
377	51,6	24,6	68,8	32,8	86	41
378	0	0	0	0	0	0
379	0	0	0	0	0	0
380	0	0	0	0	0	0
381	0	0	0	0	0	0
382	0	0	0	0	0	0
383	0	0	0	0	0	0
384	40,8	19,8	54,4	26,4	68	33

Tabela 43 - Dados de barra do sistema de 417 barras

Barra <i>i</i>	(conclusão)					
	P_{1i} (kW)	Q_{1i} (KVAr)	P_{2i} (kW)	Q_{2i} (KVAr)	P_{3i} (kW)	Q_{3i} (KVAr)
385	9	4,2	12	5,6	15	7
386	33,6	16,2	44,8	21,6	56	27
387	7,2	3,6	9,6	4,8	12	6
388	30	14,4	40	19,2	50	24
389	69	33,6	92	44,8	115	56
390	8,4	4,2	11,2	5,6	14	7
391	3	1,2	4	1,6	5	2
392	11,4	5,4	15,2	7,2	19	9
393	20,4	10,2	27,2	13,6	34	17
394	6	3	8	4	10	5
395	24	11,4	32	15,2	40	19
396	16,8	8,4	22,4	11,2	28	14
397	8,4	4,2	11,2	5,6	14	7
398	10,2	4,8	13,6	6,4	17	8
399	24,6	12	32,8	16	41	20
400	0	0	0	0	0	0
401	0	0	0	0	0	0
402	0	0	0	0	0	0
403	0	0	0	0	0	0
404	0	0	0	0	0	0
405	0	0	0	0	0	0
406	0	0	0	0	0	0
407	0	0	0	0	0	0
408	0	0	0	0	0	0
409	0	0	0	0	0	0
410	0	0	0	0	0	0
411	0	0	0	0	0	0
412	0	0	0	0	0	0
413	0	0	0	0	0	0
414	11,4	5,4	15,2	7,2	19	9
415	0	0	0	0	0	0
416	0	0	0	0	0	0
417	0	0	0	0	0	0

Fonte: Baquero (2012)

Tabela 44 - Dados de ramo do Sistema de 417 barras

					(continua)				
circuito	Barra <i>i</i>	Barra <i>j</i>	l_{ij} (km)	t_{Co}	circuito	Barra <i>i</i>	Barra <i>j</i>	l_{ij} (km)	t_{Co}
1	383	67	0,085	0	43	262	263	0,188	0
2	88	66	0,295	0	44	78	82	0,66	0
3	224	223	0,19	0	45	62	60	0,3	0
4	20	71	0,53	0	46	23	28	0,26	0
5	65	383	0,095	0	47	261	262	0,216	2
6	2	19	1,67	0	48	81	79	0,2	0
7	223	221	0,19	0	49	70	62	0,062	0
8	71	73	0,06	0	50	28	33	0,315	0
9	69	381	0,085	0	51	260	261	0,13	2
10	19	50	0,24	0	52	77	78	0,06	0
11	221	220	0,24	0	53	60	59	0,12	0
12	75	71	0,15	0	54	33	46	0,475	0
13	381	65	0,09	0	55	258	260	0,175	2
14	50	51	0,19	0	56	82	89	0,331	0
15	220	219	0,23	0	57	57	61	0,354	0
16	74	80	0,23	0	58	46	20	0,23	0
17	58	69	0,147	0	59	256	258	0,188	2
18	51	55	0,32	0	60	76	58	1,06	0
19	416	272	0,039	0	61	63	66	0,123	0
20	80	75	0,145	0	62	19	43	0,04	0
21	67	84	0,08	0	63	371	238	0,091	2
22	55	26	0,26	0	64	122	417	0,07	3
23	416	273	0,316	0	65	66	67	0,236	0
24	73	74	0,29	0	66	43	24	0,35	0
25	67	92	0,23	0	67	263	264	0,198	0
26	26	30	0,28	0	68	119	93	1,076	3
27	273	274	0,229	0	69	61	63	0,165	0
28	71	72	0,27	0	70	24	34	0,35	0
29	59	57	0,03	0	71	368	346	0,36	0
30	30	39	0,29	0	72	119	122	1,25	3
31	274	208	0,382	0	73	57	19	1,62	0
32	72	79	0,2	0	74	34	37	0,22	0
33	64	70	0,195	0	75	368	369	0,57	0
34	39	46	0,25	0	76	113	114	0,13	0
35	274	275	0,317	0	77	417	91	1,064	1
36	72	76	0,21	0	78	37	40	0,285	0
37	68	64	0,085	0	79	369	347	0,325	0
38	50	53	0,15	0	80	114	111	0,11	0
39	275	263	0,315	0	81	91	1	0,933	1
40	76	77	0,14	0	82	40	42	0,32	0
41	58	68	0,058	0	83	382	250	0,03	0
42	53	23	0,2	0	84	93	112	0,09	0

Tabela 44 - Dados de ramo do Sistema de 417 barras

(continuação)

circuito	Barra <i>i</i>	Barra <i>j</i>	l_{ij} (km)	tc_o	circuito	Barra <i>i</i>	Barra <i>j</i>	l_{ij} (km)	tc_o
85	91	86	0,044	2	128	103	104	0,17	2
86	42	47	0,22	0	129	18	7	0,06	0
87	382	369	0,05	0	130	31	43	0,70	0
88	112	113	0,21	0	131	231	348	0,26	2
89	1	16	0,24	0	132	83	103	0,20	1
90	47	49	0,2	0	133	13	15	0,27	0
91	207	276	0,184	0	134	36	31	0,29	0
92	105	94	0,23	0	135	348	206	0,11	2
93	5	6	0,11	0	136	104	107	0,18	2
94	19	32	0,18	0	137	1	12	0,11	2
95	276	277	0,09	0	138	41	36	0,185	0
96	94	111	0,09	0	139	379	228	0,141	2
97	6	2	0,142	0	140	108	107	0,17	2
98	83	32	0,115	1	141	3	11	0,23	2
99	276	278	0,132	0	142	45	41	0,07	0
100	93	110	0,18	0	143	228	227	0,216	2
101	17	4	0,335	0	144	83	108	0,13	1
102	27	35	0,25	0	145	11	14	0,36	2
103	278	279	0,094	0	146	45	49	0,1	0
104	110	105	0,18	0	147	231	230	0,265	2
105	4	5	0,135	0	148	109	83	0,12	0
106	35	44	0,36	0	149	14	10	0,455	2
107	279	280	0,17	0	150	20	48	0,37	0
108	118	120	0,035	2	151	231	292	0,205	0
109	16	17	0,32	0	152	102	109	0,21	0
110	48	44	0,12	0	153	12	3	0,155	2
111	280	234	0,135	0	154	38	29	0,32	0
112	93	118	0,29	1	155	292	235	0,19	0
113	1	13	0,045	0	156	106	102	0,15	0
114	54	22	0,21	0	157	10	85	0,12	2
115	280	281	0,147	0	158	48	38	0,24	0
116	117	83	0,11	1	159	220	343	0,08	0
117	7	8	0,26	0	160	83	106	0,18	0
118	22	27	0,19	0	161	85	90	0,26	0
119	234	233	0,228	0	162	52	21	0,11	0
120	118	121	0,14	1	163	303	305	0,19	0
121	8	2	0,04	0	164	96	115	0,12	0
122	32	54	0,12	0	165	9	10	0,16	2
123	234	235	0,115	0	166	29	25	0,15	0
124	121	117	0,55	1	167	377	376	0,305	0
125	15	18	0,43	0	168	83	98	0,36	0
126	20	49	0,10	0	169	2	9	0,295	0
127	207	235	0,21	0	170	25	52	0,275	0

Tabela 44 - Dados de ramo do Sistema de 417 barras

(continuação)

circuito	Barra <i>i</i>	Barra <i>j</i>	l_{ij} (km)	tc_o	circuito	Barra <i>i</i>	Barra <i>j</i>	l_{ij} (km)	tc_o
171	303	377	0,161	0	214	159	180	0,25	2
172	100	95	0,29	0	215	383	242	0,622	0
173	9	87	0,375	2	216	203	204	0,17	0
174	21	32	0,12	0	217	131	152	0,24	0
175	308	306	0,27	0	218	180	177	0,16	0
176	99	100	0,16	0	219	84	243	0,383	0
177	87	88	0,22	0	220	202	205	0,354	2
178	20	56	0,59	0	221	135	131	0,41	0
179	313	316	0,223	0	222	170	162	0,22	2
180	101	99	0,15	0	223	351	413	0,193	0
181	98	101	0,14	0	224	378	379	0,354	2
182	186	166	0,29	2	225	56	148	0,19	0
183	313	317	0,198	0	226	162	183	0,26	2
184	137	193	0,035	0	227	413	384	0,197	0
185	95	116	0,215	0	228	205	206	0,205	2
186	166	174	0,31	2	229	56	124	0,25	0
187	300	304	0,12	0	230	159	128	0,78	2
188	154	150	0,19	0	231	413	400	0,199	0
189	116	96	0,11	0	232	416	374	0,03	0
190	174	180	0,29	2	233	126	123	0,08	0
191	309	314	0,168	0	234	128	140	0,11	2
192	125	123	0,08	0	235	400	385	0,162	0
193	97	93	0,11	0	236	207	208	0,105	0
194	159	179	0,12	0	237	127	126	0,74	0
195	309	304	0,226	0	238	130	156	0,10	0
196	415	350	0,62	1	239	400	401	0,194	0
197	115	97	0,17	0	240	208	209	0,32	0
198	179	176	0,15	0	241	124	127	0,06	0
199	128	345	0,716	0	242	129	130	0,15	0
200	415	349	0,62	1	243	401	386	0,155	0
201	56	146	0,43	0	244	208	210	0,153	0
202	168	161	0,21	0	245	199	118	0,21	0
203	89	369	0,432	0	246	140	129	0,16	2
204	349	202	0,064	1	247	401	402	0,163	0
205	152	140	0,25	2	248	210	416	0,154	0
206	161	182	0,23	0	249	199	200	0,02	0
207	381	382	0,411	0	250	156	132	0,31	0
208	350	378	0,064	1	251	402	387	0,228	0
209	146	141	0,29	0	252	374	201	0,41	0
210	182	181	0,09	0	253	157	199	0,06	0
211	65	251	0,528	0	254	132	139	0,29	0
212	202	203	0,175	2	255	402	403	0,187	0
213	141	135	0,22	0	256	201	415	1,32	0

Tabela 44 - Dados de ramo do Sistema de 417 barras

					(continuação)				
circuito	Barra <i>i</i>	Barra <i>j</i>	l_{ij} (km)	tc_o	circuito	Barra <i>i</i>	Barra <i>j</i>	l_{ij} (km)	tc_o
257	123	157	0,28	0	300	218	219	0,220	1
258	139	146	0,42	0	301	167	175	0,310	0
259	367	344	0,315	0	302	147	56	0,400	0
260	372	351	0,285	0	303	406	407	0,134	0
261	198	191	0,04	0	304	219	222	0,243	2
262	128	153	0,12	2	305	160	184	0,36	0
263	344	345	0,16	0	306	128	150	0,09	0
264	351	211	0,311	0	307	407	408	0,183	0
265	198	196	0,19	0	308	222	236	0,28	2
266	136	143	0,26	0	309	184	163	0,25	0
267	344	368	0,145	0	310	144	145	0,09	0
268	351	352	0,585	0	311	408	392	0,202	0
269	158	198	0,74	0	312	236	237	0,213	2
270	143	147	0,26	0	313	163	164	0,09	0
271	399	403	0,13	0	314	145	148	0,15	0
272	352	212	0,55	0	315	408	393	0,189	0
273	196	190	0,03	0	316	236	371	0,184	2
274	153	155	0,11	2	317	164	172	0,38	0
275	403	404	0,11	0	318	151	134	0,21	0
276	352	213	0,137	0	319	407	409	0,151	0
277	158	189	1,00	3	320	238	239	0,02	2
278	155	136	0,23	0	321	172	178	0,31	0
279	404	388	0,161	0	322	134	144	0,39	0
280	415	214	0,951	1	323	409	414	0,18	0
281	158	160	0,23	0	324	238	242	0,286	2
282	142	149	0,27	0	325	178	159	0,19	0
283	404	405	0,196	0	326	134	194	0,025	0
284	214	215	0,290	1	327	409	410	0,176	0
285	160	171	0,240	0	328	242	354	0,015	0
286	149	147	0,060	0	329	158	181	0,280	0
287	405	389	0,124	0	330	150	151	0,150	0
288	215	216	0,340	2	331	410	394	0,163	0
289	171	187	0,250	0	332	354	353	0,350	0
290	133	138	0,410	2	333	181	185	0,250	0
291	405	390	0,200	0	334	417	189	0,600	3
292	215	217	0,180	1	335	410	411	0,185	0
293	187	167	0,250	0	336	353	241	0,050	0
294	138	142	0,170	0	337	185	165	0,160	0
295	403	406	0,228	0	338	189	188	0,200	0
296	217	218	0,008	1	339	411	398	0,155	0
297	175	178	0,180	0	340	353	240	0,200	0
298	153	133	0,270	2	341	165	169	0,160	0
299	406	391	0,215	0	342	188	197	0,300	0

Tabela 44 - Dados de ramo do Sistema de 417 barras

(continuação)									
circuito	Barra <i>i</i>	Barra <i>j</i>	l_{ij} (km)	t_{Co}	circuito	Barra <i>i</i>	Barra <i>j</i>	l_{ij} (km)	t_{Co}
343	411	397	0,196	0	386	365	269	0,275	0
344	242	355	0,025	0	387	300	301	0,152	0
345	169	173	0,100	0	388	316	318	0,338	0
346	197	195	0,100	0	389	250	251	0,515	0
347	411	412	0,239	0	390	365	270	0,045	0
348	355	356	0,140	0	391	301	302	0,124	0
349	173	179	0,270	0	392	318	317	0,182	0
350	188	192	0,064	0	393	250	359	0,27	0
351	412	396	0,193	0	394	364	362	0,205	0
352	356	243	0,035	0	395	302	303	0,534	0
353	158	183	0,620	1	396	317	314	0,19	0
354	148	137	0,350	0	397	359	252	0,136	0
355	412	395	0,190	0	398	362	361	0,08	0
356	356	244	0,015	0	399	303	304	0,57	0
357	183	186	0,12	2	400	314	310	0,228	0
358	137	154	0,29	0	401	252	253	0,157	2
359	289	288	0,172	0	402	362	380	0,72	0
360	242	245	0,125	2	403	304	307	0,138	0
361	245	246	0,144	0	404	310	303	0,288	0
362	264	265	0,295	0	405	253	360	0,161	0
363	288	287	0,128	0	406	361	271	0,045	0
364	305	309	0,346	0	407	307	315	0,607	0
365	246	247	0,199	0	408	295	259	0,131	0
366	265	266	0,272	0	409	360	255	0,11	0
367	287	299	0,511	0	410	361	416	0,125	0
368	309	319	0,035	0	411	315	311	0,288	0
369	242	248	0,167	2	412	259	286	0,098	0
370	266	267	0,428	0	413	253	254	0,075	0
371	299	285	0,300	0	414	416	363	0,78	0
372	309	313	0,198	0	415	311	306	0,198	0
373	248	357	0,118	0	416	259	323	0,295	0
374	267	268	0,233	0	417	253	256	0,27	2
375	415	372	0,076	0	418	363	283	0,285	0
376	313	308	0,191	0	419	306	299	0,214	0
377	357	358	0,015	0	420	323	325	0,015	0
378	268	364	0,300	0	421	256	257	0,29	0
379	299	284	0,222	0	422	363	284	0,16	0
380	308	312	0,215	0	423	333	335	0,195	0
381	358	249	0,055	0	424	323	265	0,284	0
382	364	365	0,07	0	425	256	282	0,184	2
383	299	300	0,255	0	426	380	267	0,847	0
384	312	316	0,187	0	427	335	322	0,15	0
385	358	250	0,385	0	428	323	324	0,132	0

Tabela 44 - Dados de ramo do Sistema de 417 barras

(conclusão)									
circuito	Barra <i>i</i>	Barra <i>j</i>	l_{ij} (km)	tc_o	circuito	Barra <i>i</i>	Barra <i>j</i>	l_{ij} (km)	tc_o
429	282	281	0,227	2	452	321	328	0,086	0
430	267	326	0,105	0	453	227	370	0,16	2
431	335	336	0,177	0	454	294	293	0,062	0
432	323	322	0,24	0	455	339	340	0,075	0
433	281	233	0,19	2	456	328	329	0,073	0
434	326	327	0,15	0	457	370	373	0,135	2
435	336	337	0,08	0	458	293	291	0,251	0
436	322	321	0,185	0	459	340	341	0,31	0
437	233	232	0,095	2	460	329	330	0,114	0
438	267	296	0,138	0	461	373	226	0,01	0
439	337	338	0,115	0	462	267	291	0,27	0
440	321	320	0,26	0	463	333	334	0,153	0
441	232	375	0,04	2	464	330	331	0,075	0
442	296	295	0,138	0	465	373	225	0,008	2
443	338	264	0,186	0	466	291	289	0,046	0
444	320	298	0,192	0	467	340	367	0,49	0
445	229	230	0,156	2	468	328	332	0,16	0
446	295	294	0,203	0	469	225	224	0,075	0
447	264	366	0,024	0	470	289	290	0,015	0
448	298	295	0,104	0	471	375	229	0,095	2
449	229	227	0,09	2	472	332	333	0,114	0
450	295	297	0,103	0	473	367	342	0,025	0
451	366	339	0,003	0	-	-	-	-	-

Fonte: Baquero (2012)

Tabela 45 - Dados de condutores do sistema de 417 barras

Tipo Condutor	Capacidade (A)	Resistência (Ω/Km)	Reatância (Ω/Km)	Custo (R\$/Km)
1	200	0,3655	0,2520	20000
2	300	0,2921	0,2466	30000
3	400	0,2359	0,2402	40000
4	500	0,1932	0,2279	50000

Fonte: Baquero (2012)

Tabela 46 - Dados de subestações existentes do sistema de 417 barras

Barra	Capacidade Inicial (MVA)	Capacidade Proposta (MVA)	Custo de expansão (10^3 R\$)
415	40,00	-	-
417	40,00	-	-

Fonte: Baquero (2012)

Tabela 47 - Dados de subestação proposta do sistema de 417 barras

Barra	Capacidade Alternativa 1 (MVA)	Capacidade Alternativa 2 (MVA)	Custo de construção Alternativa 1 (10^3 R\$)	Custo de construção Alternativa 2 (10^3 R\$)
416	8,00	40,00	2000	6000

Fonte: Baquero (2012)

Tabela 48 - Custo com recondução (10³ R\$) - Sistema de 417 barras

Tipo de condutor	1	2	3	4
1	0	30	40	50
2	0	0	40	50
3	0	0	0	50
4	0	0	0	0

Fonte: Baquero (2012)

ANEXO E - DADOS DO SISTEMA DE 27 BARRAS

Tabela 49 - Dados de barra do sistema de 27 barras

Barra <i>i</i>	S_{D_i} (kVA)			Número de consumidores		
	Estágio 1	Estágio 2	Estágio 3	Estágio 1	Estágio 2	Estágio 3
1	1200	1200	1200	100	100	100
2	0	1200	1200	0	10	10
3	0	0	1200	0	0	50
4	1200	1200	1200	10	10	10
5	1200	1200	1200	50	50	50
6	1200	1200	1200	30	30	30
7	0	1200	1200	0	10	10
8	1200	1200	1200	50	50	50
9	0	1200	2400	0	50	100
10	0	0	2400	0	0	10
11	1200	1200	2400	50	50	70
12	0	1200	1200	0	50	50
13	1200	1200	2400	10	10	15
14	0	0	2400	0	0	15
15	0	0	2400	0	0	15
16	1200	1200	1200	50	50	50
17	0	1200	2400	0	10	15
18	0	0	1200	0	0	20
19	1200	1200	1200	10	10	10
20	0	1200	1200	0	50	50
21	1200	1200	1200	100	100	100
22	0	0	1200	0	0	10
23	0	0	1200	0	0	10
24	1200	1200	1200	50	50	50
25	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0

Fonte: Adaptado de Lotero e Contreras (2011)

Tabela 50 - Custos dos circuitos por tipo de condutor instalado (10^3 US\$)

Circuito	Barra <i>i</i>	Barra <i>j</i>	<i>c_{ij}</i> Cond. 1	<i>c_{ij}</i> Cond. 2	<i>c_{ij}</i> Cond. 3
1	1	2	00	-	-
2	2	3	00	-	-
3	3	4	00	-	-
4	5	1	00	20	38
5	5	6	00	21	39
6	25	5	00	18	36
7	12	16	00	22	40
8	26	12	00	19	37
9	4	8	90	110	-
10	5	10	92	112	-
11	6	7	94	114	-
12	7	8	96	116	-
13	7	26	300	320	-
14	8	12	98	118	-
15	9	10	100	120	-
16	9	13	102	122	-
17	9	25	305	325	-
18	10	11	104	124	-
19	11	22	106	126	-
20	11	26	310	330	-
21	13	14	108	128	-
22	20	25	315	335	-
23	14	15	110	130	-
24	15	16	112	132	-
25	1	17	108	128	-
26	3	19	92	112	-
27	7	19	112	132	-
28	17	18	90	110	-
29	25	18	300	320	-
30	13	20	102	122	-
31	10	21	92	112	-
32	14	21	110	130	-
33	27	21	300	320	-
34	10	22	90	110	-
35	22	23	106	126	-
36	27	23	300	320	-
37	15	23	106	126	-
38	23	24	94	114	-
39	12	24	102	122	-

Fonte: Adaptado de Lotero e Contreras (2011)

Tabela 51 - Dados de condutores do sistema de 27 barras

Tipo Conductor	Capacidade (A)	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)
1	434,7826	0,76	0,6499
2	695,6525	0,44	0,5444
3	869,5652	0,25	0,4330

Fonte: Adaptado de Lotero e Contreras (2011)

Tabela 52 - Dados de subestações existentes do sistema de 27 barras

Barra	Capacidade Inicial (MVA)	Capacidade Proposta 1 (MVA)	Capacidade Proposta 2 (MVA)	Custo Alternativa 1 (US\$)	Custo Alternativa 2 (US\$)
25	15,00	22,50	27,00	425000	650000
26	15,00	22,50	27,00	445000	670000

Fonte: Adaptado de Lotero e Contreras (2011)

Tabela 53 - Dados de subestação proposta do sistema de 27 barras

Barra	Capacidade Alternativa 1 (MVA)	Capacidade Alternativa 2 (MVA)	Custo de construção Alternativa 1 (US\$)	Custo de construção Alternativa 2 (US\$)
27	7,50	12,00	445000	670000

Fonte: Adaptado de Lotero e Contreras (2011)