

unesp



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

AD

1210001327



**“ALOCAÇÃO ÓTIMA DE SUBESTAÇÕES E
ALIMENTADORES EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
USANDO UM ALGORITMO DE
BRANCH-AND-BOUND”**

MARCELO SIQUEIRA DE ALMEIDA

Ilha Solteira - SP

unesp



12 13 14 15 16 17 18 19

cm 1 2 3 4 5 6 7 8

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

ALOCAÇÃO ÓTIMA DE SUBESTAÇÕES E ALIMENTADORES EM
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA USANDO
UM ALGORITMO DE “*BRANCH-and-BOUND*”

Marcelo Siqueira de Almeida

José Roberto Sanches Mantovani

Orientador

Rubén Augusto Romero Lázaro

Co-Orientador

Dissertação submetida à Faculdade de
Engenharia de Ilha Solteira – UNESP –
como parte dos requisitos para obtenção
do título de Mestre em Engenharia
Elétrica.

Ilha Solteira, Julho de 2002.

BCpIS - FEIS - UNESP



Alocação Ótima de Subestações e Alimentadores em Sistema de Distribuição de Energia Elétrica Usando um Algoritmo de Branch-and Bound


Marcelo Siqueira de Almeida

**DISSERTAÇÃO SUBMETIDA À FACULDADE DE ENGENHARIA -
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA – UNESP – COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA (ME).**

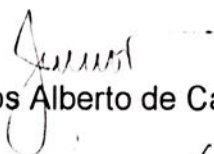
A il. Conselho

Prof. Dr. Aparecido Augusto de Carvalho
Coordenador

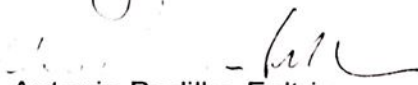
COMISSÃO EXAMINADORA:



Prof. Dr. José Roberto Sanches Mantovani – orientador



Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Júnior



Prof. Dr. Antonio Padilha Feltrin

Ilha Solteira, julho de 2002

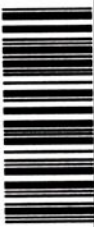
ÍNDICE

I – INTRODUÇÃO.....	1
II – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	3
(a) O Modelo Elétrico e a Entrada de Dados.....	3
(b) O Modelo Matemático de Carga Fixa.....	4
(c) O Algoritmo de Branch-and-Bound.....	5
III – FORMULAÇÃO E SOLUÇÃO DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DE DISTRIBUIÇÃO....	14
3.1 – FORMULAÇÃO GERAL DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA EXPANSÃO DE UM SISTEMA JÁ EXISTENTE	14
3.1.1 - A função objetivo	17
3.1.2 - Restrições.....	17
<u>Balanco de demanda</u>	18
<u>Máximo fluxo de potência</u>	18
<u>Queda de tensão</u>	18
<u>Radialidade</u>	19
3.1.3 – Exemplo de problema de planejamento.....	20
3.2 - A LINEARIZAÇÃO DA FUNÇÃO CUSTO	20
IV – TÉCNICA DE SOLUÇÃO DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO	22
4.1 – O ALGORITMO DE <i>BRANCH-AND-BOUND</i> CLÁSSICO	22
4.2 – O ALGORITMO DE <i>BRANCH-AND-BOUND</i> ESPECIALIZADO PARA O PROBLEMA DE EXPANSÃO.....	26
V – TESTES E RESULTADOS	30
5.1 - SISTEMA I.....	30
5.2 - SISTEMA II.....	41
5.3 - SISTEMA III.....	52
5.4 – COMENTÁRIOS SOBRE OS TESTES	61
VII - CONCLUSÕES	63
REFERÊNCIAS	65
APÊNDICE A – EXEMPLO DE FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO	67
APÊNDICE B – ARTIGOS PUBLICADOS.....	73

Proc. 071/2002-NAD 150/02

UNESP - "CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA"	
SERVIÇO TÉCN. DE BIBLIOTECA E DOCUMENTAÇÃO	
DATA DE CHEGADA	DATA DE TOMBO
02.12.02	31.12.02
AUTOR	TOMBO
Ailza	Te. 1327
AQUISIÇÃO	CLASSIFICAÇÃO
Ilusão Autor R\$10,00	A447a

1210001327



30404029
TRANSMISSÃO ENERGIA ELÉTRICA,
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

sup - 183568
sup - 54667

Agradecimentos

Agradeço aos meus pais, Joaquim e Marina e as minhas irmãs, Elaine Cristina e Roseli Alessandra pela compreensão nos momentos em que estive ausente e pelo incentivo e apoio durante esta etapa da minha vida.

Ao Professor José Roberto Sanches Mantovani, pela *compreensão, atenção, paciência e perseverança* demonstrada durante a minha orientação neste trabalho, sendo sua ajuda *extremamente* valiosa.

Ao Professor Rubén Augusto Romero Lázaro, pela ajuda e disponibilidade nos momentos que sempre necessitei.

Ao Professor Sérgio Azevedo de Oliveira pelo auxílio e disposição no aprendizado para manipular a Workstation.

Aos funcionários Deoclécio, Carlos Alex, Cristina, Sueli, Luzinete, Fátima e Arlindo pela competência, atenção, amizade e respeito.

Aos meus amigos e amigas Silvio, Oscar, Jackson, Tadao, Marco, Gustavo, Rodrigo, Uender, Tony, Etoe, Ednilton, Delberis, Wagner, Jean, Jacks, Wendel, Mara, Marilene, Maira, Elizete, Iara e Carminha pela amizade e convivência ao longo deste tempo.

À FAPESP – Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo, pelo apoio financeiro para realização deste projeto (Processo 99/01367-6)

Resumo

Com o aumento rápido do consumo de energia elétrica, o planejamento da expansão de sistemas de Distribuição de Energia Elétrica tem-se revelado de grande importância para as empresas distribuidoras de energia elétrica, apresentando também relevante interesse sob o aspecto da pesquisa na área da otimização de sistemas, pois trata-se da formulação e solução de um problema de otimização de grande porte que apresenta variáveis dos tipos real e inteira e portanto a sua solução apresenta característica combinatória. Dentre as técnicas propostas para solução do problema encontradas na literatura, citam-se as técnicas heurísticas, programação dinâmica, técnicas do caminho mínimo combinadas com modelos de transporte, Branch-and-Bound. Neste trabalho o problema de planejamento da distribuição será formulado como um problema de programação linear inteiro misto, considerando-se a função objetivo que reflete os custos de investimentos com a instalação de novos alimentadores e a construção de novas subestações e o custo de operação da rede. A técnica de solução proposta para solução do problema é um algoritmo de Branch-and-Bound Clássico, em que serão analisadas e estudadas as características específicas do planejamento da distribuição.



Abstract

Considering the fast increasing of electric power consumption, the distribution electric power system expansion planning is a very important problem for the distribution power companies. It is also an important problem for the researches specially in the optimization area, because its formulation and solution deals with real and integer variables, and furthermore a combinatorial solution can be possible. Even though it is a very difficult problem to be solved, the more detailed the planning problem modeling is, the more difficult is to find a good solution. Among the proposed techniques found in the literature to solve this problem we can mention: heuristic techniques, dynamic programming, minimum distance techniques combined with transport models and Branch-and-Bound. In this work the distribution planning problem is formulated as a mixed integer linear programming problem, considering the objective function that shows the investment costs to install new feeders and the construction of new substations and the network operation costs. The solution technique proposed is the Classic Branch-and-Bound Algorithm, analyzing and studying the specific characteristics of the distribution planning problem.



Índice de Tabelas

TABELA 1: RESUMO DAS PROPOSTAS APRESENTADAS	12
TABELA 2: DADOS REFERENTES AO SISTEMA I	31
TABELA 3: DEMANDA DOS PONTOS DE CONSUMO DO SISTEMA I (MVA)	31
TABELA 4: DEMANDA DOS PONTOS DE CONSUMO DO SISTEMA I (MVA) – ESTÁGIO I	31
TABELA 5: FLUXO NOS ALIMENTADORES FUTUROS	32
TABELA 6: FLUXO NOS ALIMENTADORES EXISTENTES	32
TABELA 7: POTÊNCIA FORNECIDA PELAS SUBESTAÇÕES EXISTENTE E FUTURA RESPECTIVAMENTE	32
TABELA 8: VARIÁVEIS DE DECISÃO DOS ALIMENTADORES FUTUROS	32
TABELA 9: VARIÁVEIS DE DECISÃO DA SUBESTAÇÃO FUTURA	32
TABELA 10: QUEDA DE TENSÃO NOS ALIMENTADORES EXISTENTES	32
TABELA 11: QUEDA DE TENSÃO NOS ALIMENTADORES FUTUROS	32
TABELA 12: DEMANDA DOS PONTOS DE CONSUMO DO SISTEMA I (MVA) – ESTÁGIO II	33
TABELA 13: FLUXO NOS ALIMENTADORES FUTUROS	33
TABELA 14: FLUXO NOS ALIMENTADORES EXISTENTES	33
TABELA 15: POTÊNCIA FORNECIDA PELAS SUBESTAÇÕES EXISTENTE E FUTURA RESPECTIVAMENTE	33
TABELA 16: VARIÁVEIS DE DECISÃO DOS ALIMENTADORES FUTUROS	33
TABELA 17: VARIÁVEIS DE DECISÃO DA SUBESTAÇÃO FUTURA	33
TABELA 18: QUEDA DE TENSÃO NOS ALIMENTADORES EXISTENTES	33
TABELA 19: QUEDA DE TENSÃO NOS ALIMENTADORES FUTUROS	34
TABELA 20: DEMANDA DOS PONTOS DE CONSUMO DO SISTEMA I (MVA) – ESTÁGIO III	34
TABELA 21: FLUXO NOS ALIMENTADORES FUTUROS	34
TABELA 22: FLUXO NOS ALIMENTADORES EXISTENTES	34
TABELA 23: POTÊNCIA FORNECIDA PELAS SUBESTAÇÕES EXISTENTE E FUTURA RESPECTIVAMENTE	34
TABELA 24: VARIÁVEIS DE DECISÃO DOS ALIMENTADORES FUTUROS	34
TABELA 25: VARIÁVEIS DE DECISÃO DA SUBESTAÇÃO FUTURA	35
TABELA 26: QUEDA DE TENSÃO NOS ALIMENTADORES EXISTENTES	35
TABELA 27: QUEDA DE TENSÃO NOS ALIMENTADORES FUTUROS	35
TABELA 28: CUSTOS REFERENTES A CADA ESTÁGIO DO SISTEMA I	36
TABELA 29: CARACTERÍSTICAS DOS CABOS UTILIZADOS NAS SIMULAÇÕES DO SISTEMA I	36
TABELA 30: DEMANDA DOS PONTOS DE CONSUMO DO SISTEMA I (MVA) – ESTÁGIO I	36
TABELA 31: FLUXO NOS ALIMENTADORES FUTUROS	37
TABELA 32: FLUXO NOS ALIMENTADORES EXISTENTES	37
TABELA 33: POTÊNCIA FORNECIDA PELAS SUBESTAÇÕES EXISTENTE E FUTURA RESPECTIVAMENTE	37
TABELA 34: VARIÁVEIS DE DECISÃO DOS ALIMENTADORES FUTUROS	37
TABELA 35: VARIÁVEIS DE DECISÃO DA SUBESTAÇÃO FUTURA	37
TABELA 36: QUEDA DE TENSÃO NOS ALIMENTADORES EXISTENTES	37
TABELA 37: QUEDA DE TENSÃO NOS ALIMENTADORES FUTUROS	37
TABELA 38: DEMANDA DOS PONTOS DE CONSUMO DO SISTEMA I (MVA) – ESTÁGIO II	38
TABELA 39: FLUXO NOS ALIMENTADORES FUTUROS	38
TABELA 40: FLUXO NOS ALIMENTADORES EXISTENTES	38
TABELA 41: POTÊNCIA FORNECIDA PELAS SUBESTAÇÕES EXISTENTE E FUTURA RESPECTIVAMENTE	38
TABELA 42: VARIÁVEIS DE DECISÃO DOS ALIMENTADORES FUTUROS	38
TABELA 43: VARIÁVEIS DE DECISÃO DA SUBESTAÇÃO FUTURA	38
TABELA 44: QUEDA DE TENSÃO NOS ALIMENTADORES EXISTENTES	38
TABELA 45: QUEDA DE TENSÃO NOS ALIMENTADORES FUTUROS	39
TABELA 46: DEMANDA DOS PONTOS DE CONSUMO DO SISTEMA I (MVA) – ESTÁGIO III	39
TABELA 47: FLUXO NOS ALIMENTADORES FUTUROS	39
TABELA 48: FLUXO NOS ALIMENTADORES EXISTENTES	39
TABELA 49: POTÊNCIA FORNECIDA PELAS SUBESTAÇÕES EXISTENTE E FUTURA RESPECTIVAMENTE	39
TABELA 50: VARIÁVEIS DE DECISÃO DOS ALIMENTADORES FUTUROS	39
TABELA 51: VARIÁVEIS DE DECISÃO DA SUBESTAÇÃO FUTURA	40
TABELA 52: QUEDA DE TENSÃO NOS ALIMENTADORES EXISTENTES	40
TABELA 53: QUEDA DE TENSÃO NOS ALIMENTADORES FUTUROS	40
TABELA 54: CUSTOS REFERENTES A CADA ESTÁGIO DO SISTEMA I – 03 CABOS	41
TABELA 55: DADOS REFERENTES AO SISTEMA II	42
TABELA 56: DEMANDA DOS PONTOS DE CONSUMO DO SISTEMA II (MVA), ESTÁGIO II	42
TABELA 57: FLUXO NOS ALIMENTADORES FUTUROS	42



TABELA 58: FLUXO NOS ALIMENTADORES EXISTENTES	43
TABELA 59: POTÊNCIA FORNECIDA PELAS SUBESTAÇÕES EXISTENTE E FUTURA RESPECTIVAMENTE	43
TABELA 60: VARIÁVEIS DE DECISÃO DOS ALIMENTADORES FUTUROS	43
TABELA 61: VARIÁVEIS DE DECISÃO DAS SUBESTAÇÕES FUTURAS.....	43
TABELA 62: QUEDA DE TENSÃO NOS ALIMENTADORES EXISTENTES.....	43
TABELA 63: QUEDA DE TENSÃO NOS ALIMENTADORES FUTUROS	43
TABELA 64: DEMANDA DOS PONTOS DE CONSUMO DO SISTEMA II (MVA), ESTÁGIO II.....	44
TABELA 65: FLUXO NOS ALIMENTADORES FUTUROS	44
TABELA 66: FLUXO NOS ALIMENTADORES EXISTENTES	44
TABELA 67: POTÊNCIA FORNECIDA PELAS SUBESTAÇÕES EXISTENTE E FUTURA RESPECTIVAMENTE.....	44
TABELA 68: VARIÁVEIS DE DECISÃO DOS ALIMENTADORES FUTUROS	44
TABELA 69: VARIÁVEIS DE DECISÃO DAS SUBESTAÇÕES FUTURAS.....	44
TABELA 70: QUEDA DE TENSÃO NOS ALIMENTADORES EXISTENTES.....	45
TABELA 71: QUEDA DE TENSÃO NOS ALIMENTADORES FUTUROS	45
TABELA 72: DEMANDA DOS PONTOS DE CONSUMO DO SISTEMA II (MVA), ESTÁGIO III.....	45
TABELA 73: FLUXO NOS ALIMENTADORES FUTUROS	45
TABELA 74: FLUXO NOS ALIMENTADORES EXISTENTES	45
TABELA 75: POTÊNCIA FORNECIDA PELAS SUBESTAÇÕES EXISTENTE E FUTURA RESPECTIVAMENTE.....	45
TABELA 76: VARIÁVEIS DE DECISÃO DOS ALIMENTADORES FUTUROS	45
TABELA 77: VARIÁVEIS DE DECISÃO DA SUBESTAÇÃO FUTURA	46
TABELA 78: QUEDA DE TENSÃO NOS ALIMENTADORES EXISTENTES.....	46
TABELA 79: QUEDA DE TENSÃO NOS ALIMENTADORES FUTUROS	46
TABELA 80: CUSTOS REFERENTES A CADA ESTÁGIO DO SISTEMA II.....	47
TABELA 81: DEMANDA DOS PONTOS DE CONSUMO DO SISTEMA II (MVA), ESTÁGIO II.....	47
TABELA 82: FLUXO NOS ALIMENTADORES FUTUROS	47
TABELA 83: FLUXO NOS ALIMENTADORES EXISTENTES	48
TABELA 84: POTÊNCIA FORNECIDA PELAS SUBESTAÇÕES EXISTENTE E FUTURA RESPECTIVAMENTE.....	48
TABELA 85: VARIÁVEIS DE DECISÃO DOS ALIMENTADORES FUTUROS	48
TABELA 86: VARIÁVEIS DE DECISÃO DAS SUBESTAÇÕES FUTURAS.....	48
TABELA 87: QUEDA DE TENSÃO NOS ALIMENTADORES EXISTENTES.....	48
TABELA 88: QUEDA DE TENSÃO NOS ALIMENTADORES FUTUROS	48
TABELA 89: DEMANDA DOS PONTOS DE CONSUMO DO SISTEMA II (MVA), ESTÁGIO II.....	48
TABELA 90: FLUXO NOS ALIMENTADORES FUTUROS	49
TABELA 91: FLUXO NOS ALIMENTADORES EXISTENTES.....	49
TABELA 92: POTÊNCIA FORNECIDA PELAS SUBESTAÇÕES EXISTENTE E FUTURA RESPECTIVAMENTE.....	49
TABELA 93: VARIÁVEIS DE DECISÃO DOS ALIMENTADORES FUTUROS	49
TABELA 94: VARIÁVEIS DE DECISÃO DAS SUBESTAÇÕES FUTURAS.....	49
TABELA 95: QUEDA DE TENSÃO NOS ALIMENTADORES EXISTENTES.....	49
TABELA 96: QUEDA DE TENSÃO NOS ALIMENTADORES FUTUROS	50
TABELA 97: DEMANDA DOS PONTOS DE CONSUMO DO SISTEMA II (MVA), ESTÁGIO III.....	50
TABELA 98: FLUXO NOS ALIMENTADORES FUTUROS	50
TABELA 99: FLUXO NOS ALIMENTADORES EXISTENTES	50
TABELA 100: POTÊNCIA FORNECIDA PELAS SUBESTAÇÕES EXISTENTE E FUTURA RESPECTIVAMENTE.....	50
TABELA 101: VARIÁVEIS DE DECISÃO DOS ALIMENTADORES FUTUROS	50
TABELA 102: VARIÁVEIS DE DECISÃO DA SUBESTAÇÃO FUTURA.....	51
TABELA 103: QUEDA DE TENSÃO NOS ALIMENTADORES EXISTENTES.....	51
TABELA 104: QUEDA DE TENSÃO NOS ALIMENTADORES FUTUROS	51
TABELA 105: CUSTOS REFERENTES A CADA ESTÁGIO DO SISTEMA II – 03 CABOS	51
TABELA 106: DADOS INICIAIS DAS SUBESTAÇÕES DO SISTEMA III.....	53
TABELA 107: DADOS INICIAIS DOS ALIMENTADORES	53
TABELA 108: DEMANDA DOS PONTOS DE CONSUMO DO SISTEMA III (MVA) – ESTÁGIO I.....	54
TABELA 109: FLUXO NOS ALIMENTADORES FUTUROS	55
TABELA 110: FLUXO NOS ALIMENTADORES EXISTENTES	55
TABELA 111: POTÊNCIA FORNECIDA PELAS SUBESTAÇÕES EXISTENTE E FUTURA RESPECTIVAMENTE.....	55
TABELA 112: VARIÁVEIS DE DECISÃO DOS ALIMENTADORES FUTUROS	56
TABELA 113: VARIÁVEIS DE DECISÃO DA SUBESTAÇÃO FUTURA.....	56
TABELA 114: DEMANDA DOS PONTOS DE CONSUMO DO SISTEMA III (MVA) – ESTÁGIO II.....	56
TABELA 115: FLUXO NOS ALIMENTADORES FUTUROS	56
TABELA 116: FLUXO NOS ALIMENTADORES EXISTENTES	57
TABELA 117: POTÊNCIA FORNECIDA PELAS SUBESTAÇÕES EXISTENTE E FUTURA RESPECTIVAMENTE.....	57

TABELA 118: VARIÁVEIS DE DECISÃO DOS ALIMENTADORES FUTUROS	57
TABELA 119: VARIÁVEIS DE DECISÃO DA SUBESTAÇÃO FUTURA.....	58
TABELA 120: DEMANDA DOS PONTOS DE CONSUMO DO SISTEMA III (MVA) – ESTÁGIO III	58
TABELA 121: FLUXO NOS ALIMENTADORES FUTUROS	58
TABELA 122: FLUXO NOS ALIMENTADORES EXISTENTES	58
TABELA 123: POTÊNCIA FORNECIDA PELAS SUBESTAÇÕES EXISTENTE E FUTURA RESPECTIVAMENTE	59
TABELA 124: VARIÁVEIS DE DECISÃO DOS ALIMENTADORES FUTUROS	59
TABELA 125: VARIÁVEIS DE DECISÃO DA SUBESTAÇÃO FUTURA.....	59
TABELA 126: CUSTOS REFERENTES A CADA ESTÁGIO DO SISTEMA III	59



Índice de Figuras

FIGURA 3.1: SISTEMA EXEMPLO PARA DEMONSTRAÇÃO DA FORMULAÇÃO.....	20
FIGURA 3.2: CURVA DA FUNÇÃO CUSTO E UM MODELO PARA LINEARIZAÇÃO.....	21
FIGURA 4.1: SEPARAÇÃO DO PROBLEMA RELAXADO EM DOIS SUBPROBLEMAS.....	24
FIGURA 4.2: ESCOLHA DA VARIÁVEL DE SEPARAÇÃO PARA SOLUÇÃO DO SUBPROBLEMA.....	24
FIGURA 4.3 (A): INFACIBILIDADE DURANTE A BUSCA DO <i>BRANCH-AND-BOUND</i>	25
FIGURA 4.3 (B): SOLUÇÃO INTEIRA DURANTE A BUSCA DO <i>BRANCH-AND-BOUND</i>	25
FIGURA 4.4: EXEMPLO COM RESTRIÇÕES DE RADIALIDADE.....	28
FIGURA 4.5: DIAGRAMA DE BLOCOS DO ALGORITMO <i>BRANCH-AND-BOUND</i> ESPECIALIZADO (EXPANSÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO).....	29
FIGURA 5.1: SISTEMA I EXISTENTE E SUA CARACTERÍSTICA PARA EXPANSÃO.....	30
FIGURA 5.2 (A): CONFIGURAÇÃO FINAL, SISTEMA I, ESTÁGIO I.....	35
FIGURA 5.2 (B): CONFIGURAÇÃO FINAL, SISTEMA I, ESTÁGIO II.....	35
FIGURA 5.2 (C): CONFIGURAÇÃO FINAL, SISTEMA I, ESTÁGIO III.....	36
FIGURA 5.3 (A): CONFIGURAÇÃO FINAL, SISTEMA I COM RECONDUTORAMENTO ESTÁGIO I.....	40
FIGURA 5.3 (B): CONFIGURAÇÃO FINAL, SISTEMA I COM RECONDUTORAMENTO ESTÁGIO II.....	40
FIGURA 5.3 (C): CONFIGURAÇÃO FINAL, SISTEMA I COM RECONDUTORAMENTO ESTÁGIO III.....	41
FIGURA 5.4: SISTEMA II EXISTENTE E SUA CARACTERÍSTICA PARA EXPANSÃO.....	41
FIGURA 5.5 (A): CONFIGURAÇÃO FINAL, SISTEMA II, ESTÁGIO I.....	46
FIGURA 5.5 (B): CONFIGURAÇÃO FINAL, SISTEMA II, ESTÁGIO II.....	46
FIGURA 5.5 (C): CONFIGURAÇÃO FINAL, SISTEMA II, ESTÁGIO III.....	47
FIGURA 5.6 (A): CONFIGURAÇÃO FINAL, SISTEMA II COM RECONDUTORAMENTO, ESTÁGIO I.....	51
FIGURA 5.6 (B): CONFIGURAÇÃO FINAL, SISTEMA II COM RECONDUTORAMENTO, ESTÁGIO II.....	52
FIGURA 5.6 (C): CONFIGURAÇÃO FINAL, SISTEMA II COM RECONDUTORAMENTO, ESTÁGIO III.....	52
FIGURA 5.7: SISTEMA III E SUA CARACTERÍSTICA PARA EXPANSÃO.....	53
FIGURA 5.8 (A): CONFIGURAÇÃO FINAL, SISTEMA III, ESTÁGIO I.....	60
FIGURA 5.8 (B): CONFIGURAÇÃO FINAL, SISTEMA III, ESTÁGIO II.....	60
FIGURA 5.8 (C): CONFIGURAÇÃO FINAL, SISTEMA III, ESTÁGIO III.....	61
FIGURA A1: SISTEMA HIPOTÉTICO UTILIZADO PARA FORMULAÇÃO.....	67

Lista de Símbolos

- $X_{ij,k,p,t}$: Fluxo de potência do nó i para j , cabo k , intervalo p de linearização por partes, estágio t (se $k=k_0$ então isto se refere a um cabo existente tipo k_0);
- $D_{j,t}$: Máxima demanda de adversidade no nó j , estágio t ;
- $A_{i,k,p,t}$: Potência fornecida na subestação pelo nó i , unidade de expansão k , intervalo p de linearização por partes, estágio t (quando $k=0$ variável refere-se a subestação existente);
- $M_{ij,k,p}$: Limite da máxima capacidade do alimentador $i-j$, cabo k , intervalo de linearização por partes p
- $Ms_{i,k,p}$: Limite da máxima capacidade da subestação i , unidade de expansão tipo k , intervalo de linearização p (quando $k=0$ refere-se a subestação existente);
- $\Delta V_{i,t}$: Queda de tensão da subestação no nó i , estágio t ;
- $Z_{ij,t}$: Impedância equivalente entre os nós i e j , cabo k ;
- ΔV_{mx} : Máxima queda de tensão da subestação para qualquer nó;
- $\delta_{j,k,t}$: Variável de decisão inteira para instalação (≥ 1) ou não ($=0$) de um cabo tipo k entre os nós i e j , estágio t ;
- δ_{jmx} : Número máximo de alimentadores por caminho;
- $\delta s_{i,k,t}$: Variável de decisão inteira para expansão da subestação ou construção de uma nova subestação i , tipo k , estágio t ;
- δs_{mx} : Número máximo de unidades de subestação para cada localização destas;
- $C_{ij,k}$: Custo fixo de um novo alimentador, cabo tipo k , caminho $i-j$;
- $C_{i,k}$: Custo fixo de expansão de unidade, tipo k , subestação i ;
- $C'_{ij,k,p}$: Custo variável do cabo tipo k , caminho $i-j$, intervalo p ;
- $C'_{i,k,p}$: Custo variável de expansão da unidade k , subestação i , intervalo p ;
- n_d, n : Número de nós de demanda e número total de nós, respectivamente;
- n_{fex} : Número de alimentadores existentes;
- n_{Sex} : Número de subestações existentes;
- H : Número total de estágios;
- Ω_i : Conjunto do nós conectados ou que serão conectados ao nó i ;
- Ω_{ij} : Conjunto dos possível cabos no caminho $i-j$;
- Ω'_{ij} : Conjunto dos intervalos de linearização por partes no caminho $i-j$;
- Ω_{si} : Conjunto das possíveis unidades de expansão na subestação i ;
- Ω'_{st} : Conjunto dos intervalos de linearização na subestação i ;

$\Omega_{fe}, \Omega_{fn}, \Omega_f$: Conjunto dos caminhos existentes, possíveis novos caminhos e todos os caminhos do sistema, respectivamente;

$\Omega_{se}, \Omega_{sn}, \Omega_s$: Conjunto das subestações existentes, possíveis novas subestações e todas as subestações do sistema, respectivamente;

k_t : Coeficiente do valor presente, estágio t .

I – Introdução

O planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica é um problema relevante e de grande importância para as empresas distribuidoras de energia elétrica tanto nos aspectos técnicos como econômicos. Sob o aspecto da pesquisa operacional, trata-se de um problema de programação matemática de grande porte envolvendo variáveis reais e inteiras, que permite o estudo e a proposição de diversas técnicas de otimização para sua solução. A sofisticação da modelagem para o problema, considerando possibilidades práticas tais como recondução, características da função objetivo, restrições lógicas e outros aspectos práticos inerentes ao planejamento de redes de distribuição, impõem grau de dificuldade crescente para solução do problema, incluindo-se ainda neste contexto a sua característica combinatória que por si só representa uma dificuldade natural.

Na literatura são descritas diferentes modelagens para o problema de planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica que diferem basicamente entre si quanto à técnica de solução utilizada, horizonte de planejamento escolhido (planejamento estático e ou dinâmico), e se na solução procurada o sistema está planejado para operar em condições normais ou para operar sob emergência. Sob estas condições de operação, são considerados outros aspectos tais como a sofisticação do modelo matemático utilizado, qualidade da decisão fornecida por esse modelo e as características físicas e econômicas da região em que se situa o sistema sob estudo [2].

Neste trabalho, o problema de planejamento da expansão de redes de distribuição – alimentadores e subestações é formulado como um problema de programação linear inteiro



misto, considerando-se restrições referentes à radialidade do sistema projetado, suprimento da demanda em cada estágio do programa de planejamento e limites máximos de fluxo permitidos nos alimentadores. Consideram-se as possibilidades de que em cada estágio de planejamento podem ser utilizados condutores de diferentes bitolas, melhorando sensivelmente o modelo de planejamento utilizado, tornando-o mais próximo da realidade. A técnica de solução adotada é um algoritmo de *Branch-and-Bound* adaptado para a solução do problema. Apresentam-se resultados para três sistemas.

Após esta Introdução, o texto desta dissertação está organizado da forma descrita a seguir:

No Capítulo II é apresentada uma breve revisão bibliográfica comentando as idéias principais de alguns textos pesquisados até o atual estágio de desenvolvimento da pesquisa, com ênfase para a formulação do problema e técnicas de solução. Na formulação do problema estão os modelos não lineares de otimização e modelo de transportes com carga fixa entre outros. Algumas técnicas de solução propostas são do tipo programação não-linear inteira mista (PNLIM) da teoria de otimização clássica, algoritmos genético (busca estatística).

No Capítulo III apresenta-se a formulação utilizada na modelagem do problema de planejamento. Basicamente a formulação é constituída por uma função custo e restrições operacionais dos equipamentos, transformadores, cabos, utilizados na operação e planejamento. Estas restrições também estão relacionadas às leis de Kirchhoff aplicadas à modelagem dos elementos do sistema tais como alimentadores e as subestações. A técnica de solução que será utilizada neste trabalho para solução do problema de planejamento da expansão foi destacada, no caso um algoritmo de *Branch-and-Bound* clássico.

No Capítulo IV destaca-se a técnica de solução para o problema de planejamento de distribuição, ou seja, o algoritmo de *Branch-and-Bound* clássico e o algoritmo de *Branch-and-Bound* especializado.

No Capítulo V apresentam-se os resultados obtidos com testes efetuados para três sistemas encontrados na literatura [4,5].

Já no Capítulo VI conclui-se o trabalho, comentando os estudos desenvolvidos, alguns resultados obtidos e as perspectivas futuras para o trabalho.

No Apêndice encontra-se a demonstração da formulação desenvolvida para um estágio de planejamento. Também tem-se dois artigos publicados sobre o trabalho: um no XXXIII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, 06 a 08 de Novembro de 2001, Campos do Jordão-SP e outro no XIV Congresso Brasileiro de Automática, 02 a 05 de Setembro de 2002, Natal-RN.



II – Revisão Bibliográfica

Na literatura encontram-se diversos artigos envolvendo a formulação e solução do problema de planejamento da expansão de sistemas de distribuição, sendo considerados os das referências [5,6,10] os mais importantes no contexto do trabalho desenvolvido. As diferenças entre os trabalhos publicados nestes artigos estão relacionadas com a complexidade dos modelos propostos para o sistema de distribuição e com as técnicas de solução adotadas para solução do problema de otimização.

Thompson e Wall (1987) [1]

A formulação utilizada, visa a solução do problema pelo método de busca *Branch-and-Bound*, dividindo o problema principal em subproblemas e através deste calcular a solução final. A seguir, nos itens (a) (b) e (c), serão destacados os principais aspectos abordados neste artigo, dado interesse imediato que o mesmo representa, no contexto desta dissertação.

(a) O Modelo Elétrico e a Entrada de Dados

Principais hipóteses que devem ser consideradas em relação ao alimentador da rede:

- A demanda total para a potência elétrica numa pequena área é representada por um único valor de demanda;
- O alimentador da rede pode ser existente ou potencial e o mesmo pode ser representado pelos pontos de consumo;



- O custo para enviar a potência no circuito é aproximadamente representado por uma função linear.

Definição dos tipos de subestação no modelo proposto.

- *Subestação existente*: representada com uma fonte de potência que pode suprir uma dada unidade com um custo variável acima do limite superior estipulado. Através deste tipo de subestação, seus custos fixos associados com seus operacionais não podem ser alterados por alguma decisão futura e nem incluídos na formulação do problema.
- *Subestação potencial*: fisicamente não existe. Sua localização está previamente determinada através de um estudo de topologia do sistema e sua instalação (ou não) será determinada pela solução do problema.

(b) O Modelo Matemático de Carga Fixa.

Para este modelo utiliza-se um modelo de grafo através de fontes e de nós. Define-se “nós de transferência” como sendo aqueles nós que recebem e enviam potência para outros nós. Há também, no grafo, um nó fonte especial denominado “s”, que representa a fonte fictícia de todo fluxo consumido pelo sistema de distribuição. Cada subestação é conectada ao nó “s” por um arco. Este tem um limite superior igual a zero, se a subestação é fechada, um limite superior igual para ao máximo da capacidade se ela está aberta.

A formulação matemática da carga fixa do modelo de transportes é apresentada a seguir:

$$\text{Minimize } \sum_{i \in N} \left(\sum_{j \in N} c_{ij} x_{ij} + \sum_{i \in I} y_{is} F_{is} \right) \quad (1)$$

s.a.

$$\sum_{j \in N} x_{ij} = a_i + K, \text{ para } i \in N \quad (2)$$

$$\sum_{j \in N} x_{ij} = b_i + K, \text{ para } i \in N \quad (3)$$

$$0 \leq x_{ij} \leq U_{ij} \text{ para } i, j \in N, j \neq s \quad (4)$$

$$0 \leq x_{is} \leq y_{is} U_{is} \text{ para } i \in I \quad (5)$$

$$y_{is} = 0 \text{ ou } 1 \text{ para } i \in I \quad (6)$$

sendo K é um número grande, representando a soma das fontes e a soma das demandas, onde:



s = nó da fonte fictícia;

$I = \{1, \dots, m\} \cup \{s\}$ = nó das fontes (subestações);

$J = \{1, \dots, n\}$ = demanda dos nós;

$N = I \cup J$;

a_i = fornecimento de potência do nó i para $i \in N$;

b_j = demanda de potência do nó j para $j \in N$;

c_{ij} = unidade “custo” de envio de potência do nó i para o nó j , onde $i, j \in N$;

x_{ij} = montante de potência atualmente enviado de i para j , onde $i, j \in N$;

$U_{i,j}$ = limite superior do fluxo de potência do nó i para o nó j , onde $i, j \in N$;

$F_{i,s}$ = carga fixa se a subestação está aberta;

$$y_{is} = \begin{cases} 0 & \text{se subestação } i \text{ está fechada, } i \in I \\ 1 & \text{se subestação } i \text{ está aberta, } i \in I \end{cases}$$

Os valores da variável c_{ij} devem obedecer duas condições especiais.

- $c_{ij} = 0$ para todo $i \in N$, que é o “custo” do excesso de potência retida no nó i é zero para todo i .
- $c_{ij} = \infty$, indicando que não há conexão entre os nós i e j . Neste caso os custos infinitos não entram como dados do problema.

As equações (5) e (6) juntas significam que a subestação i está aberta com capacidade U_{is} se $y_{is} = 1$, e estará fechado quando $y_{is} = 0$.

O problema indicado pelas equações entre (1) e (6) é denominado um problema de programação inteira mista. Entre o problema representado pelas equações entre (1) e (4) formam um problema de programação linear normal, cuja solução dispõe de um esforço computacional considerável.

(c) O Algoritmo de Branch-and-Bound

É representado por uma árvore (grafo) que consiste de vértices e ramos abertos em cada vértice. Cada ramo representa uma das possíveis decisões atuais do vértice. No desenvolvimento da formulação, busca-se o menor custo associado ao alimentador do sistema e o menor caminho que o ligará com a subestação. O menor custo associado ao alimentador é denominado *limite incremental de mínimo custo*. Para calcular o seu valor, os custos fixos de todas as subestações potenciais devem ser zero e o fluxo de potência do problema é solucionado fornecendo menor custo incremental.



Uma outra situação para este cálculo pode ser representado quando as subestações potenciais propostas estão abertas. O seu valor é dado pela soma de custos fixos atuais das subestações potenciais mais o custo incremental mínimo. Com isto determina-se o limite de custo do fluxo de potência.

O cálculo do menor caminho é realizado supondo que existem subestações potenciais $s_1, s_2, s_3, \dots, s_k$ todas abertas simultaneamente. Então o limite inferior de custos de fornecimento para uma certa demanda local pode ser obtido por cálculo de pequenos limites inferiores de serviços de demanda local quando cada uma das subestações $s_1, s_2, s_3, \dots, s_k$ são abertas separadamente.

O algoritmo de *Branch-and-Bound* desenvolvido por Thompson e Wall (1987) [1] para calcular a solução do problema, será apresentado a seguir. Antes será definida a notação utilizada na descrição do algoritmo:

Algumas notações são utilizadas na descrição do algoritmo a seguir:

- $S_k = \{s_1, s_2, s_3, \dots, s_k\}$, lista de subestações já abertas;
- F_k = lista de subestações livres, uma das quais será aberta no próximo passo.
- $WLB(S_k)$ = limite inferior mais fraco no custo de distribuição se a subestação potencial em S_k é aberta = soma dos custos fixos de s_k em S_k mais o total de caminhos mais curtos, se todas as subestações para serem abertas.
- BC : melhor custo factível encontrado para alguma tarefa da subestação aberta.

Algoritmo

- (i) Construir a tabela com os caminhos mais curtos, encontrar o mínimo custo incremental resolvendo o problema de otimização, fixar $k=1$, $BC=\infty$, $S_0 = \phi$ e considerar desligadas todas as subestações potenciais;
- (ii) (*forward step*) Construir uma lista F_k das subestações livres atuais que podem ser conectadas ao sistema no próximo passo, avaliar os limites inferiores mais fracos se todas as subestações em S_{k-1} , junto com cada subestação aberta em F_k , ordenar as subestações em F_k de acordo com os valores crescentes de WLB ;
- (iii) Se F_k é vazio, ir para (3). Senão ir para (4);
- (iv) (*backtracking step*) Fazer $k=k-1$. Se $k>0$, ir para (2). Senão ir para (10);
- (v) (*branching step*) Deixar s^* ser o primeiro elemento de F_k (subestação com o menor limite inferior WLB), fixados $S_k = S_{k-1} \cup \{s^*\}$ e $F_k = F_{k-1} - \{s^*\}$;

- (vi) (*bounding step*) Se S_k tem capacidade suficiente para uma solução factível, e $WLB(S_k) < BC$, ir para (7). Senão ir para (6);
- (vii) Fazer $k = k + 1$. Ir para (1);
- (viii) Resolver o problema de transferência definido pela abertura de todas as subestações em S_k ;
- (ix) Se a nova solução tem custo inferior em relação a melhor solução já encontrada, salvar esta e atualizar em BC ;
- (x) Se a diferença entre a solução e o custo incremental mínimo é menor que o custo fixo de qualquer subestação em F_k , ir para (3). Senão ir para (6).
- (xi) Pare. A menor solução factível encontrada é ótima.

Khator e Leung (1997) [2]

Apresentam a discussão e revisão de vários modelos encontrados na literatura empregados no planejamento da distribuição sempre visando uma melhoria na solução do problema. Cada modelo é descrito com suas principais equações, particularidades, aplicações, técnicas de soluções propostas e autores realizaram estes estudos.

O trabalho de Khator e Leung foi dividido em duas partes: planejamento em condições normais e planejamento em condições de emergência.

- Planejamento da distribuição em condições normais: devido a natureza do problema de expansão, os modelos são resolvidos predominantemente com métodos matemáticos como programação linear, programação linear 0-1 e programação não-linear. Existe um número de heurísticas baseadas em aproximações, e são classificadas de acordo com sua precisão.

Os modelos de otimização foram classificados em modelos de estágio simples e modelos múltiplos estágios. Nos modelos de estágio simples, também conhecido como planejamento estático, a demanda das cargas nos nós de consumo é fixa. Os modelos de estágio simples foram divididos em modelos de alimentadores individuais, modelos de sistemas de alimentadores, modelos em duas fases e modelos subestações/alimentadores. Os modelos múltiplos estágios podem ser resolvidos como uma série de períodos simples, mas o resultado não seria um ótimo global.

- Planejamento da distribuição para emergência, separados em duas categorias:
 - Único período: que inclui no modelo de planejamento as condições: (1) manter o sistema apto para atender o consumo sob a ação de uma contingência; (2) Capacidade de efetuar realocação de cargas entre outros aspectos.



- Multi-período: incluir no modelo construção de novos alimentadores para facilitar a realocação de cargas quando da incidência de contingências;

Neste trabalho também discutem-se futuras abordagens a serem dadas ao problema de planejamento, tais como aspectos relacionados com modelos de previsão de carga e formulação do problema utilizando lógica fuzzy.

Rosado e Agustín (1998) [3]

Um algoritmo genético é proposto para a solução do problema de planejamento de sistemas de distribuição (de grande porte), sendo utilizado para o planejamento de estágio simples e múltiplos estágios. Propõe um modelo não-linear inteiro misto com uma função objetivo que representa os custos de investimento de alimentadores futuros e subestações assim como outros custos não-lineares associados à manutenção e operação do sistema. Esta função objetivo está sujeita a várias restrições, entre elas a lei de Kirchhoff para corrente, limites de fluxo nos alimentadores, fornecimento de potência das subestações com possibilidade de inclusão de restrições de queda de tensão nos nós de demanda. O algoritmo proposto permite a solução de problemas de sistema de distribuição de energia elétrica reais através de dois modelos: um utiliza custos não-lineares e o outro custos lineares. Utiliza para representar o conjunto de configurações (população) uma codificação binária, permitindo maior flexibilidade de atuação devido a simplicidade da codificação. Por exemplo, é possível utilizar condutores de diferentes bitolas, subestações de capacidades distintas e alocação adequada de alimentadores visando aumentar a confiabilidade do sistema. Esta confiabilidade é verificada por meio de um índice obtido no algoritmo genético. Os conceitos de população, geração, indivíduo, roleta entre outros são definidos pelos autores no texto. As variáveis de custo são associadas à topologia da rede e representam um indivíduo (que neste caso representa uma possível solução do problema de distribuição) e tais custos são obtidos através dos resultados do modelo de transferência utilizado. Durante a mutação e o crossover, os valores de algumas variáveis são atualizadas obedecendo a dois critérios:

- Crossover relativo: um alto número de cópias na roleta conduz a baixa probabilidade de recombinação na próxima geração;
- Mutação relativa: a variável mutada deve ser substituída por uma nova obtida pelo operador de mutação.

Isto previne que algumas variáveis se tornem muito parecidas com outras. Os autores também definem o termo “proteção elitista”, como uma técnica que armazena as melhores configurações para o sistema quando ocorre a passagem de uma geração para outra. Os

algoritmos genéticos comuns possuem uma convergência muito rápida que dificulta descobrir uma solução ótima. Os autores introduzem outro conceito, o “fator de mutação” para evitar encontrar a solução precoce através de múltiplas mutações. Os autores definiram este procedimento como “epidemia”, ou seja, técnica utilizada para evitar encontrar a solução ótima local muito rápido, ao invés de uma solução global ou muito próxima da solução ótima. Esta técnica elimina todas as soluções exceto as melhores. O número de soluções a ser salva pode ser especificado assim como o intervalo entre as gerações. As soluções eliminadas são substituídas por novas soluções visando atualizar informações processadas pelo algoritmo e retirar as soluções ótimas locais. Para trabalhar com as melhores soluções, reinicia-se o programa após a execução e seleção de algumas soluções que se tornarão a população inicial.

Ponnaivaikko (1987) [4]

Propõe uma solução para o problema de planejamento do sistema de distribuição, no caso para o dimensionamento de alimentadores e subestações. Busca-se minimizar o tamanho e a localização das subestações e o número de caminhos e a carga dos alimentadores que serão construídos a partir de um sistema já existente. O problema foi formulado como um problema de programação inteira mista e quadrática (PIMQ) em dois estágios de previsão. No primeiro estágio calculou-se a solução do PIMQ através de um procedimento denominado procedimento de Wolfe utilizando o método simplex. Geralmente a solução encontrada é composta por variáveis reais. No segundo estágio desenvolveu-se um método de integralização da solução obtida acima, tornando seus valores números inteiros e também a solução do problema. Um processo de arredondamento é utilizado para transformar os valores reais em valores inteiros.

Kagan (1992) [5]

Aborda o problema de planejamento do sistema de distribuição como um problema de programação linear inteira mista (PLIM), considerando uma função multi-objetivo, a qual engloba algumas características:

- Representação multi-estágio;
- Subestações existentes com novas expansões de unidade;
- Novas subestações durante o processo de previsão;
- Alimentadores existentes com possibilidade de decisão de recondução;
- Alimentadores futuros com diferentes tamanhos e tipos de cabos para cada caminho;

- Restrições de tensão e balanço de energia;
- Limites de queda de tensão;
- Restrições de lógica;
- Restrições de radialidade e segurança.

Apresenta também algumas hipóteses para o modelo:

- Fator de potência constante para todos os estágios do período de previsão;
- As curvas de cargas não foram consideradas na formulação;
- As cargas são representadas por um modelo de corrente constante;
- O estudo de previsão de carga local é previamente avaliado e torna-se uma entrada para o modelo do problema de planejamento da distribuição (PP);
- O período de planejamento é dividido em vários estágios, onde cada um deles tem o mesmo tempo de duração.

A função objetivo do modelo DPP se adequa ao planejamento do sistema de distribuição de energia elétrica por conter vários objetivos simultaneamente, tais como expansão do sistema e manutenção do mesmo já existente. A solução de melhor compromisso é obtida utilizando lógica nebulosa (fuzzy).

Proença (1993) [6]

Desenvolveu um programa computacional através da formulação com algoritmo genético para solução do problema de planejamento da expansão do sistema de distribuição de energia elétrica. Inicialmente define o problema a ser analisado com suas características principais tais como custos, restrições, linhas potenciais, linhas existentes, horizontes de planejamento, entre outros, e explica a codificação realizada para a solução do problema utilizando-se o algoritmo genético e atendendo a condição de radialidade, que é de difícil representação matemática. Aplica o modelo de codificação proposto a um sistema exemplo, constituído de 54 nós de demanda, 16 alimentadores existentes e 2 subestações existentes. Ainda neste sistema há 45 alimentadores futuros e 2 subestações potenciais. A resolução deste sistema é realizada em duas fases. Na primeira fase, determina-se apenas uma solução. O algoritmo genético atua sobre certas condições de forma que a solução final, nesta fase, seja a melhor. Na segunda fase, determina-se um conjunto de soluções alternativas, variando parâmetros da função objetivo. Através de um método de auxílio a decisão multicritério, escolhe-se a solução mais adequada para o problema. O horizonte de planejamento considerado é de 3 anos dividido em três estágios. Nestes estágios busca-se construir os



alimentadores e as subestações e determinar em qual estágio isto ocorrerá. Os resultados obtidos foram satisfatórios pois atendeu-se o horizonte de planejamento. Os valores de tensão não ultrapassaram os limites estabelecidos, as perdas de energia foram baixas e os fluxos de potência na rede também permaneceram dentro de limites aceitáveis. Permitiu-se ainda uma reconfiguração em caso de contingência no sistema além de prever a expansão para outros tipos de sistemas de abastecimento tais como gás e água.

A Tabela 1 apresenta resumidamente a formulação, técnica de solução empregada e comentários para cada um desses trabalhos.



Tabela 1: Resumo das propostas apresentadas.

Artigo	Formulação	Técnica de Solução	Comentários
Kathor e Leng (1997)	<p>Discussão e formulação dos modelos matemáticos completos do problema de expansão de distribuição considerando:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Condições Normais <ul style="list-style-type: none"> ▪ Único período; ▪ Multi-períodos. ▪ Emergência <ul style="list-style-type: none"> ▪ Único período: inclusão no modelo de planejamento: (1) manter o sistema apto para atender o consumo sob a ação de uma contingência; (2) Capacidade de efetuar realocação de cargas entre outros aspectos. ▪ Multi-período: incluir no modelo construção de novos alimentadores para facilitar a realocação de cargas quando da incidência de contingências; ▪ Equações elétricas da rede modeladas de forma linear (Leis de Kirchhoff) 	<p>São discutidas técnicas de solução e trabalhos publicados por outros autores: algoritmos heurísticos, sistemas especialistas, <i>Branch-and-Bound</i>.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Maioria dos modelos formulados como problema linear inteiro misto (PLIM) (carga fixa entre outros); ▪ Discutir aspectos relacionados com modelos de previsão de carga e formulação do problema utilizando lógica fuzzy.
Rosado e Agustin (1998)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Modelo de programação não linear inteiro misto (PNLIM); ▪ Representação dos modelos dos elementos da rede, através das equações estáticas de fluxo de carga radial. 	<p>Algoritmo genético, subsidiado por um programa de cálculo de fluxo de carga.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Adaptação dos operadores de recombinação e mutação do algoritmo genético para evitar a homogeneidade da população e a convergência precoce; ▪ Obtém soluções de boa qualidade sem garantia de ótimo global.
Proença (1993)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Modelo de programação não linear inteiro misto (PNLIM) multiobjetivo 	<p>Algoritmo genético com função objetivo multi-estágio. Cada solução encontrada é avaliada por um função de adaptação. No fim do processo seleciona-se uma solução de um conjunto de boas soluções encontradas previamente.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Resultados satisfatórios para um sistema de médio porte. ▪ Testes realizados também com um sistema de distribuição de gás.



Artigo	Formulação	Técnica de Solução	Comentários
Ponnaivaiko (1987)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Modelo de programação inteira mista e quadrática (PIMQ) em dois estágios de previsão; ▪ Dimensionamento de alimentadores e subestações. 	No primeiro estágio determinou-se a solução do PIMQ através do procedimento de Wolfe utilizando o método Simplex. No segundo estágio aplicou-se um método de integralização da solução no estágio 1, determinando a solução do estágio 2.	Utiliza-se um sistema existente e busca-se minimizar o caminho dos alimentadores e o custo das subestações.
Kagan (1982)	Abordagem do planejamento como um problema de programação linear inteiro misto (PLIM) e uma função multiobjetivo.	A solução é obtida como a aplicação da lógica fuzzy	A formulação considera os custos de expansão e restrições referentes ao fluxo nos alimentadores, recondutoramento, queda de tensão e alocação de alimentadores e subestações.
Thompson e Wall (1987)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ A formulação é baseada num problema linear principal cuja solução deste é feita através da divisão deste problema em subproblemas. ▪ Modelo matemático de carga fixa utilizando grafos para representação de alimentadores e subestações. 	Algoritmo de Branch-and-Bound Clássico	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aplicação das técnicas em sistemas reais; ▪ Utilização do modelo para análise de contingências.



III – Formulação e Solução do Problema de Planejamento de Distribuição

Neste capítulo apresentam-se a formulação geral do problema de planejamento do sistema de distribuição de energia elétrica e um algoritmo de *Branch-and-Bound* clássico para a solução do problema. Dentre os diversos tipos de formulação apresentadas para o problema, a diferença básica entre eles está no grau de detalhamento dos modelos, que são idealizados de acordo com a técnica de otimização adotada para a solução do problema e o tipo de planejamento que está sendo efetuado (condições de operação normal, emergência, etc)

3.1 – Formulação Geral do Problema de Planejamento do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica para expansão de um sistema já existente

O planejamento de sistemas de distribuição pode ser genericamente estabelecido da forma descrita a seguir:

Suponha que exista uma rede de distribuição de energia elétrica atendendo um número de consumidores (residencial, comercial, industrial e rural) de uma determinada área com uma carga estabelecida e uma subestação fornecendo a energia necessária para atender a demanda desses consumidores. A carga desse sistema não é estática, havendo uma alteração (crescimento de carga em uma região e diminuição de outras) de consumo de energia, ao longo dos anos, que varia de acordo com as características sócio-econômicas da região onde se localiza o sistema. O crescimento da carga, impõe a necessidade da expansão da rede:



construção de novos alimentadores, subestação, troca de bitola de alimentadores existentes, etc.

Os custos associados aos investimentos e novos equipamentos, na operação da rede juntamente com a necessidade de ~~sua~~ operá-la atendendo restrições físicas, qualidade do serviço prestado aos consumidores e atendimento da demanda, constituem o problema de planejamento.

Matematicamente, o planejamento da expansão de sistemas de distribuição pode ser formulado como um problema linear inteiro misto (PLIM) de grande porte, genericamente escrito como:

minimizar [custos de investimentos (*construção de novos alimentadores e subestações, recondutoramento, etc*) + custos de operação (*perdas*)]

s.a.

Atendimento da demanda: leis de Kirchhoff

Qualidade do serviço prestado: queda de tensão máxima permitida nos alimentadores (1)

Restrições físicas de operação dos equipamentos: (capacidade de subestações máximo fluxo permitido no alimentadores)

Restrições lógicas: Manter a radialidade do sistema

Dessa forma alguns elementos de um sistema de distribuição e sua relação com a formulação e a técnica de otimização adotada para solução do problema, são detalhados a seguir:

Subestação existente: é a fonte de potência do sistema. O número de unidades está relacionada com o porte do sistema e os investimentos necessários para sua construção.

Subestação potencial: também denominada subestação futura. Há somente no projeto de expansão de um sistema já existente. Poderá ser construída ou não e seus custos tanto para construção quanto para operação são previamente determinados.

Alimentadores existentes: determinam o caminho do fluxo de potência fornecido pela subestação existente até os nós de carga. Interligam também dois nós do sistema ou uma subestação e um nó. Associado à sua construção há investimento inicial e posteriormente um investimento na operação deste.

Alimentadores potenciais: a exemplo da subestação potencial, também só existe no projeto. Do mesmo modo poderão ser construídos ou não, dependendo do projeto de expansão.

Horizonte de planejamento: Divide-se o período de planejamento em estágios que geralmente tem duração de anos. Em cada estágio, vários elementos e fatores do sistema podem ser alterados tais como: configuração da rede, demanda, bitolas e tipos de alimentadores, alocação de novas subestações, entre outros.

Custos de investimento e operacional: O primeiro é também denominado custo fixo e o segundo conhecido como custo variável. Cada elemento do sistema terá um custo fixo associado a sua construção. Realizado isto, o elemento passará apenas a exigir um custo variável para sua manutenção.

Restrições: são os limites do sistema de distribuição. Basicamente se dividem em limites térmicos, limites de quedas de tensão e limites de capacidade para alimentadores e subestações. Há também as restrições de balanço de energia, restrições lógicas e as leis de Kirchhoff.

Objetivo do planejamento: no planejamento do sistema de distribuição busca-se atender a demanda solicitada através de custos mínimos, mantendo a qualidade na distribuição de energia, a confiança e a segurança no serviço oferecido.

Hipóteses para a formulação do problema – modelo linear

Algumas hipóteses devem ser consideradas na formulação do problema de planejamento, como um modelo de transporte linear do tipo carga fixa, que são detalhados a seguir:

1. O fator de potência do sistema é considerado constante para todos os estágios do período de planejamento. Assim apenas a potência aparente será necessária para representar a rede;
2. As cargas são representadas por um modelo de corrente constante ou seja, as correntes nas cargas não variam com as respectivas tensões;
3. Um estudo de carga local é previamente avaliado e considerado como entrada para o modelo de rede utilizado.
4. O período de planejamento é feito em vários estágios consecutivos, sendo estes com o mesmo período de duração, geralmente em anos.



Considerando os elementos de um sistema de distribuição, as hipóteses adotadas para formulação do problema de planejamento e a definição das variáveis, a seguir detalham-se cada um dos elementos, genericamente representados pela formulação (1).

3.1.1 - A função objetivo

Envolve os custos fixos e variáveis dos elementos que compõem o sistema tanto na operação quanto na expansão durante o período de planejamento. A solução ótima refere-se ao menor custo calculado para uma dada configuração inicial da rede.

Os custos fixos representam os investimentos na instalação de novos equipamentos no sistema. Os custos variáveis representam as despesas necessárias para operar o sistema elétrico de potência e principalmente devido as perdas (I^2R), através de outros custos que podem ser representados abaixo desta categoria, tais como custos de manutenção. A exata consideração de funções não-lineares por MILP, ou funções quadráticas, não é possível. Entretanto uma boa aproximação pode ser obtida através de aproximação linear por partes.

$$\sum_{\tau=1}^H k_{\tau} \left[\sum_{ij \in \Omega_f} \sum_{k \in \Omega_{ij}} (\delta_{ij,k,\tau} C_{ij,k}) + \sum_{i \in \Omega_s} \sum_{k \in \Omega_{si}} (\delta s_{i,k,\tau} C_{i,k}) + \sum_{ij \in \Omega_f} \sum_{k \in \Omega_{ij}} \sum_{p \in \Omega_{ij}} [(X_{ij,k,p,\tau} + X_{ji,k,p,\tau}) C'_{ij,k,p}] + \sum_{i \in \Omega_s} \sum_{k \in \Omega_{si}} \sum_{p \in \Omega_{si}} (A_{i,k,p,\tau} C'_{i,k,p}) \right]$$

Os dois primeiros termos representam respectivamente os custos fixos devido a:

- Instalação de novos alimentadores;
- Instalação de novas subestações ou expansão;

Os dois últimos termos, respectivamente, representam

- Custos operacionais nos alimentadores e subestações respectivamente.

Todos os custos são reduzidos no primeiro estágio através do fator presente k_{τ} .

3.1.2 - Restrições

As restrições utilizadas nesta formulação foram:

- Restrições de balanço de demanda;
- Restrições de máximo fluxo;
- Restrições de tensão para todos os nós;
- Restrição de radialidade.

Balanço de demanda

Baseadas nas leis de Kirchhoff aplicadas a cada nó do sistema. Estas condições são asseguradas em cada nó, a cada estágio, pelas equações:

$$\sum_{j \in \Omega_i} \sum_{k \in \Omega_{ij}} \sum_{p \in \Omega'_{ij}} (X_{ij,k,p,t} - X_{ji,k,p,t}) - D_{i,t} + \sum_{k \in \Omega_{si}} \sum_{p \in \Omega'_{si}} (A_{i,k,p,t}) = 0$$
$$i = 1, \dots, n \quad t = 1, \dots, H$$

Todos os nós inclusive as subestações também são inclusas nas equações. O fluxo nas subestações deve ser considerado para o balanço da demanda.

Máximo fluxo de potência

Responsável pelo limite da capacidade nos alimentadores e subestações (existentes ou potenciais), durante o período de planejamento.

$$X_{ij,k,p,t} + X_{ji,k,p,t} \leq M_{ij,k,p} \quad ij \in \Omega_{fe}, \quad k \in \Omega_{ij}, \quad p \in \Omega'_{ij}$$
$$X_{ij,k,p,t} + X_{ji,k,p,t} \leq M_{ij,k,p} \sum_{\tau=1}^t \delta_{ij,k,\tau} \quad ij \in \Omega_{fn}, \quad k \in \Omega_{ij}, \quad p \in \Omega'_{ij}$$
$$A_{i,o,p,t} \leq Ms_{i,o,p} \quad i \in \Omega_{si}, \quad p \in \Omega'_{si}$$
$$A_{i,k,p,t} \leq Ms_{i,k,p} \sum_{\tau=1}^t \delta_{ij,k,\tau} \quad i \in \Omega_s, \quad k \in \Omega_{si}, \quad p \in \Omega'_{si}, \quad \tau = 1, 2, 3$$

Queda de tensão

Estas restrições devem ser inclusas ao longo dos alimentadores candidatos apenas quando o modelo decidir sua instalação. Caso contrário, a restrição associada deverá ser inativa. Nos alimentadores existentes, a queda de tensão é calculada pela equação:

$$\Delta V_{i,t} - \Delta V_{j,t} - \sum_{k \in \Omega_{ij}} \sum_{p \in \Omega'_{ij}} Z_{ij,k} (X_{ij,k,p,t} - X_{ji,k,p,t}) \leq 0$$
$$\Delta V_{i,t} - \Delta V_{j,t} - \sum_{k \in \Omega_{ij}} \sum_{p \in \Omega'_{ij}} Z_{ij,k} (X_{ij,k,p,t} - X_{ji,k,p,t}) \geq 0$$

onde resultam em uma equação de igualdade já conhecida

$$\Delta V_{i,t} - \Delta V_{j,t} = \sum_{k \in \Omega_{ij}} \sum_{p \in \Omega'_{ij}} Z_{ij,k} (X_{ij,k,p,t} - X_{ji,k,p,t})$$

Nos alimentadores futuros persiste a mesma idéia para cálculo da queda de tensão, porém como não é certa sua instalação, utiliza-se uma variável δ de decisão para cada trecho do sistema, conforme as equações abaixo:

$$\Delta V_{i,t} - \Delta V_{j,t} - \sum_{k \in \Omega_{ij}} \sum_{p \in \Omega'_{ij}} Z_{ij,k} (X_{ij,k,p,t} - X_{ji,k,p,t}) \leq \left[1 - \sum_{\tau=1}^t \sum_{k \in \Omega_{ij}} (\delta_{ij,k,\tau}) \right] M \quad ij \in \Omega_{fn}$$

$$\Delta V_{i,t} - \Delta V_{j,t} - \sum_{k \in \Omega_{ij}} \sum_{p \in \Omega'_{ij}} Z_{ij,k} (X_{ij,k,p,t} - X_{ji,k,p,t}) \geq \left[\sum_{\tau=1}^t \sum_{k \in \Omega_{ij}} (\delta_{ij,k,\tau}) - 1 \right] M \quad ij \in \Omega_{fn}$$

Onde M é um número elevado adequadamente escolhido. Um valor apropriado para M será a máxima queda de tensão admitida pelo sistema, também representando a máxima diferença entre os valores de tensão em quaisquer nós do sistema, mantendo a tensão nos limites aceitáveis. Nota-se que quando a variável δ assume valores "0" ou "1", as restrições acima comportam-se como as equações para alimentadores existentes, sendo uma delas redundante após a solução.

A queda de tensão nas subestações futuras também deve ser prevista visando deixar o modelo mais próximo da realidade.

Cada subestação existente possui queda de tensão nula pois é uma fonte de alimentação do sistema. As subestações futuras, caso seja escolhidas, deverão também ter queda de tensão nula através da equação

$$\Delta V_{i,j} \leq \left[1 - \sum_{\tau=1}^t \sum_{k \in \Omega_{si}} (\delta_{i,k,\tau}) \right] \Delta V_{mx} \quad i \in \Omega_{sn}$$

Radialidade

Prática comum em sistemas de distribuição de energia elétrica visando obter uma configuração ótima radial, ou seja, sem o conflito de uma ou mais subestações alimentando um ou mais pontos em comum. A restrição que representa esta meta é:

$$n_{fex} + \left[\sum_{\tau=1}^t \sum_{ij \in \Omega_{fn}} \sum_{k \in \Omega_{ij}} (\delta_{ij,k,\tau}) \right] \leq n - n_{sex} - \left[\sum_{\tau=1}^t \sum_{i \in \Omega_{sn}} \sum_{k \in \Omega_{si}} (\delta_{i,k,\tau}) \right] \quad t = 1, \dots, H$$

Na solução final, o número de alimentadores é igual ao número total de nós menos o número de subestações instaladas. Isto só é válido na equação acima quando o número de alimentadores por caminho e por unidades de novas subestação são iguais a "1".

3.1.3 – Exemplo de problema de planejamento

Apresenta-se neste item a formulação completa do problema de planejamento para um sistema teste composto por 11 nós, 4 alimentadores existentes, 10 alimentadores para futuras expansões, 01 subestação existente e 01 subestação futura e com previsão de planejamento para 3 anos.

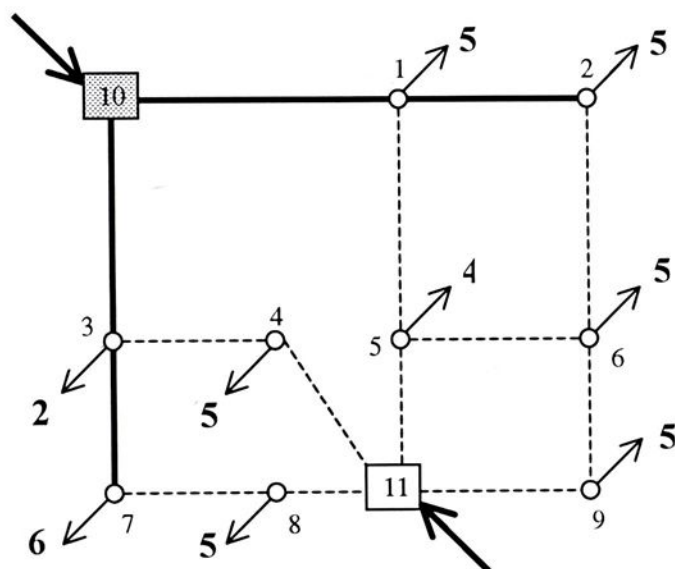


Figura 3.1: Sistema exemplo para demonstração da formulação.

No Apêndice A encontra-se detalhada a formulação para este exemplo, somente para o primeiro estágio. Nos outros estágios, segue-se o mesmo raciocínio.

3.2 - A linearização da função custo

Os elementos que constituem um sistema elétrico possuem um custo inicial de instalação. Feito isto, é necessário manter tais elementos funcionando em condições satisfatórias. Os gastos referentes a manutenção são denominados custos operacionais. Incluem-se nestes custos, os alimentadores, subestações, disjuntores, entre outros componentes.

A função custo engloba custos fixos e operacionais para expansão da rede. Os custos de investimentos são custos de carga fixa que podem ser facilmente modelados por variáveis de decisão inteira. Os custos operacionais são representados efetivamente por uma função

quadrática (não linear). A formulação utilizada visa minimizar os custos operacionais do problema e desta forma linearizar esta função por partes.

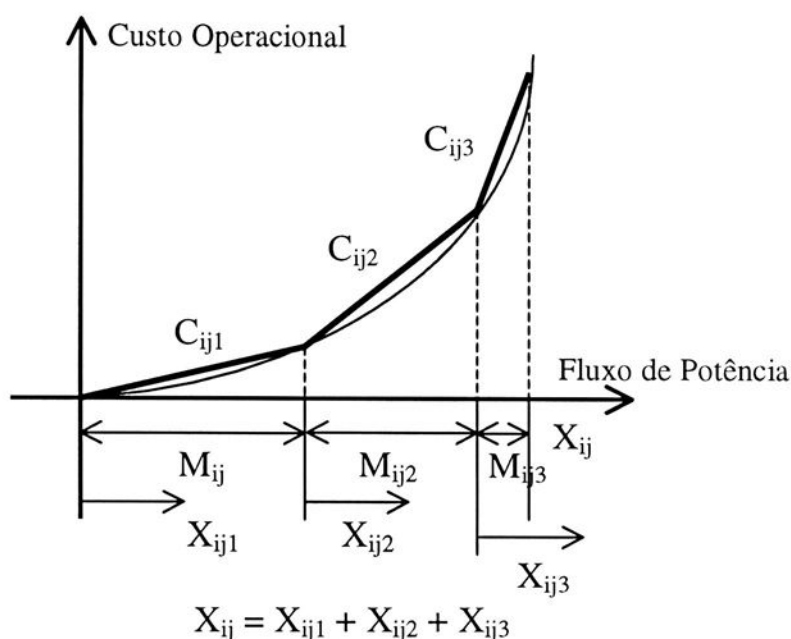


Figura 3.2: Curva da função custo e um modelo para linearização.

Na figura acima, utiliza-se um exemplo de uma relação entre os custos operacionais e o fluxo em um elemento. O fluxo e sua capacidade máxima também são separados em 3 partes e seus custos, linearizados parcialmente representados por C_{ij1} , C_{ij2} , C_{ij3} . Desta forma a linearização por partes aproxima o número de variáveis de fluxo de potência e restrições de limite de capacidade multiplicando estas por um fator que iguala-se ao número de intervalos adotados. Há um termo comum entre a aproximação considerada para os custos operacionais e o tamanho da formulação final em termos de variáveis e restrições. Não há variáveis inteiras artificiais na formulação.

IV – Técnica de Solução do Problema de Planejamento

Formulado o problema de planejamento de sistemas da distribuição de energia elétrica, conforme detalhado no capítulo anterior obtém-se um problema de otimização linear de grande porte com as variáveis de decisão assumindo valores entre zero e um. Neste capítulo descreve-se a técnica de solução utilizada para o problema em questão, o algoritmo de *Branch-and-Bound* clássico.

4.1 – O algoritmo de *Branch-and-Bound* clássico

Seja o problema linear inteiro misto (PLIM) formulado no capítulo anterior e detalhado a seguir:

$$\text{minimizar } \sum_{\tau=1}^H k_{\tau} \left[\begin{aligned} & \sum_{ij \in \Omega_{fn}} \sum_{k \in \Omega_{ij}} (\delta_{ij,k,\tau} C_{ij,k}) + \sum_{i \in \Omega_s} \sum_{k \in \Omega_{si}} (\delta_{i,k,\tau} C_{i,k}) + \\ & \sum_{ij \in \Omega_f} \sum_{k \in \Omega_{ij}} \sum_{p \in \Omega_{ij}} [(X_{ij,k,p,\tau} + X_{ji,k,p,\tau}) C'_{ij,k,p}] + \sum_{i \in \Omega_s} \sum_{k \in \Omega_{si}} \sum_{p \in \Omega'_{si}} (A_{i,k,p,\tau} C'_{i,k,p}) \end{aligned} \right] \quad (4.1)$$

sujeito a

$$\sum_{j \in \Omega_i} \sum_{k \in \Omega_{ij}} \sum_{p \in \Omega_{ij}} (X_{ij,k,p,t} - X_{ji,k,p,t}) - D_{i,t} + \sum_{k \in \Omega_{si}} \sum_{p \in \Omega'_{si}} (A_{i,k,p,t}) = 0 \quad (4.2)$$

$$X_{ij,k,p,t} + X_{ji,k,p,t} \leq M_{ij,k,p} \quad (4.3)$$

$$X_{ij,k,p,t} + X_{ji,k,p,t} \leq M_{ij,k,p} \sum_{\tau=1}^t \delta_{ij,k,\tau} \quad (4.4)$$

$$A_{i,k,p,t} \leq Ms_{i,k,p} \sum_{\tau=1}^t \delta s_{ij,k,\tau} \quad (4.5)$$

$$n_{fex} + \left[\sum_{\tau=1}^t \sum_{ij \in \Omega_{fn}} \sum_{k \in \Omega_{ij}} (\delta_{ij,k,\tau}) \right] \leq n - n_{sex} - \left[\sum_{\tau=1}^t \sum_{i \in \Omega_{sn}} \sum_{k \in \Omega_{si}} (\delta s_{ij,k,\tau}) \right] \quad (4.6)$$

$$\Delta V_{i,t} - \Delta V_{j,t} - \sum_{k \in \Omega_{ij}} \sum_{p \in \Omega'_{ij}} Z_{ij,k} (X_{ij,k,p,t} - X_{ji,k,p,t}) \leq 0 \quad (4.7)$$

$$\Delta V_{i,t} - \Delta V_{j,t} - \sum_{k \in \Omega_{ij}} \sum_{p \in \Omega'_{ij}} Z_{ij,k} (X_{ij,k,p,t} - X_{ji,k,p,t}) \geq 0 \quad (4.8)$$

$$\Delta V_{i,t} - \Delta V_{j,t} - \sum_{k \in \Omega_{ij}} \sum_{p \in \Omega'_{ij}} Z_{ij,k} (X_{ij,k,p,t} - X_{ji,k,p,t}) \leq \left[1 - \sum_{\tau=1}^t \sum_{k \in \Omega_{ij}} (\delta_{ij,k,\tau}) \right] M \quad (4.9)$$

$$\Delta V_{i,t} - \Delta V_{j,t} - \sum_{k \in \Omega_{ij}} \sum_{p \in \Omega'_{ij}} Z_{ij,k} (X_{ij,k,p,t} - X_{ji,k,p,t}) \geq \left[\sum_{\tau=1}^t \sum_{k \in \Omega_{ij}} (\delta_{ij,k,\tau}) - 1 \right] M \quad (4.10)$$

$$\Delta V_{i,j} \leq \left[1 - \sum_{\tau=1}^t \sum_{k \in \Omega_{ii}} (\delta s_{i,k,\tau}) \right] \Delta V_{mx} \quad (4.11)$$

$$X_{ij,k,p,t} \leq M_{ij,k,p} \quad (4.12)$$

$$A_{i,o,p,t} \leq Ms_{i,o,p} \quad (4.13)$$

$$\delta_{ij,k,t} = 0 \text{ ou } \delta_{ij,k,t} = 1 \quad \delta s_{i,k,t} = 0 \text{ ou } \delta s_{i,k,t} = 1 \quad (4.14)$$

$$\Delta V_{i,j} \leq \Delta V_{mx} \quad (4.15)$$

O problema (4.1) – (4.15) é um problema de programação linear inteiro misto e várias técnicas foram propostas na bibliografia para a sua solução. Dentre elas pode-se citar o algoritmo genético, enumeração implícita (0 – 1), algoritmo de *Branch-and-Bound* clássico, técnicas heurísticas e programação seqüencial quadrática inteira mista. Neste trabalho a proposta para resolver este problema é através de um Algoritmo de *Branch-and-Bound* Clássico em que serão analisadas e estudadas as características específicas do planejamento da distribuição, para incluir durante a solução do problema restrições de cortes com o objetivo de reduzir o espaço de busca.

Inicialmente resolve-se o problema de planejamento da distribuição (4.1) – (4.15) relaxando-se as variáveis de decisão δ_{ij} e δs_i referentes a instalação de novos alimentadores e a construção de novas subestações, respectivamente. Após a solução do problema linear (PL) relaxado, estas variáveis de decisão assumem valores entre zero e um ou também algum destes limites. Caso todas as variáveis de decisão encontradas sejam inteiras, encerra-se a busca da solução e o resultado do PL relaxado será a solução ótima do problema. Entretanto

isto é difícil de ocorrer e as variáveis de decisão são geralmente fracionárias. Assim escolhe-se uma delas para a divisão do PL original em outros dois. Um destes problemas terá a variável de decisão escolhida fixada em “1” e no outro a variável fixada em “0”.

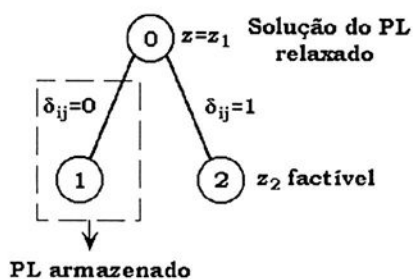


Figura 4.1: Separação do problema relaxado em dois subproblemas.

Escolhe-se um dos PL's para a solução e armazena-se o outro para uma posterior verificação. Resolve-se o PL escolhido. Caso a solução encontrada seja factível, checka-se novamente se todas as variáveis de decisão são inteiras. Sendo todas inteiras, armazena-se este valor encontrado que será chamado de solução incumbente. Se uma das variáveis de decisão não for inteira, divide-se o PL escolhido em outros dois através de outra variável de decisão que passará a assumir os valores “0” ou “1”.

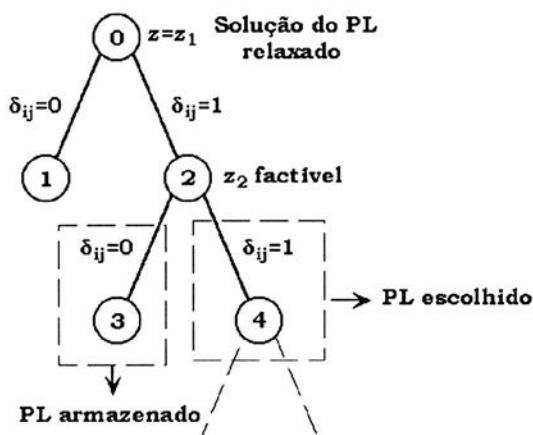


Figura 4.2: Escolha da variável de separação para solução do subproblema.

Repete-se estes procedimentos até a solução dos PL's gerados tornar-se infactível ou inteira. Na infactibilidade, encerra-se a divisão dos PL's e retorna-se aos PL's armazenados para aplicar novamente o método descrito acima até sondar todos os PL's que não foram solucionados. Se uma solução inteira for encontrada, deve-se compará-la com outra já existente. Se for menor que o valor armazenado, atualizar a solução incumbente. Encerrada a sondagem da lista com os PL's armazenados, a solução incumbente fornecerá a menor e a melhor solução ótima para o PL original.



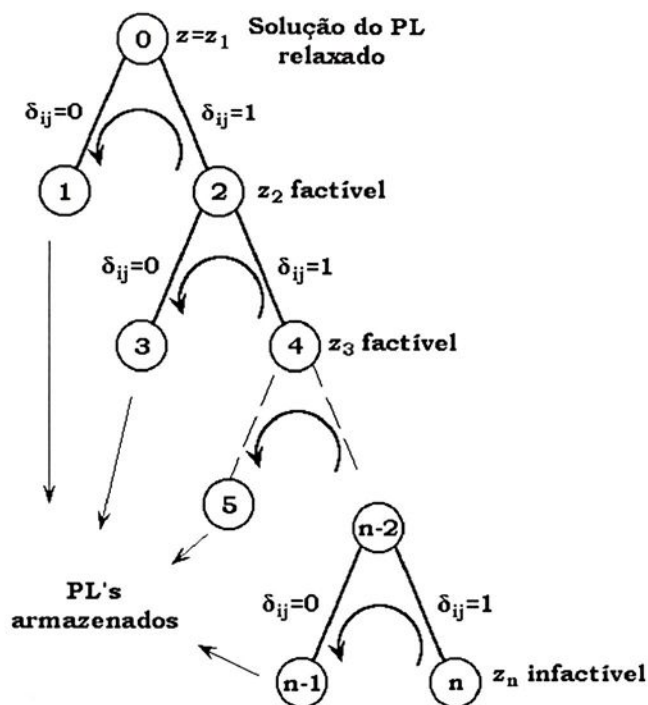


Figura 4.3 (a): Infactibilidade durante a busca do *Branch-and-Bound*.

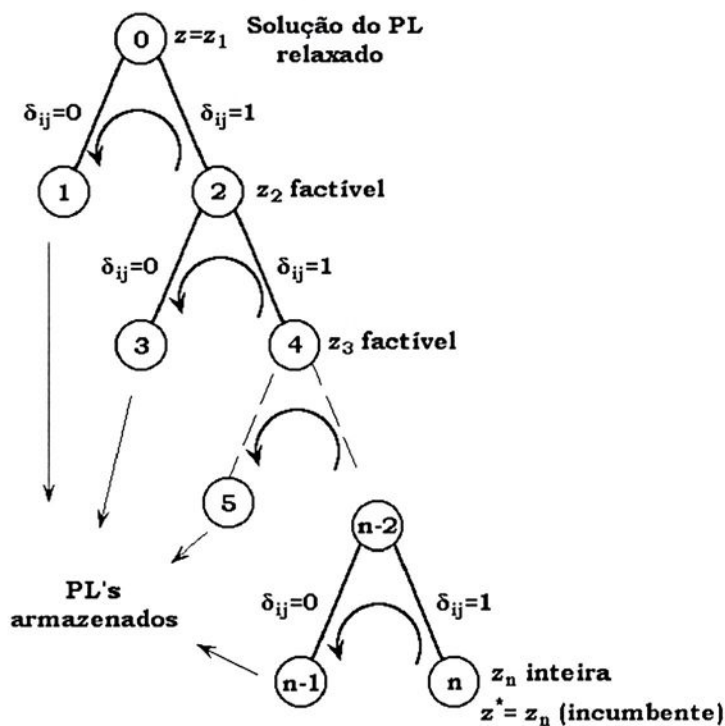


Figura 4.3 (b): Solução inteira durante a busca do *Branch-and-Bound*.

Esta técnica de desdobramento de variável é referenciada na literatura como regra LIFO (Last Input First Output), constituindo-se uma busca em profundidade. Outras técnicas para o desdobramento do problema são descritas na literatura [11], [12].

Testes de sondagem

Os *critérios de sondagem* alteram o desempenho do algoritmo, pois impedem que soluções de pior qualidade sejam encontradas. Os testes de sondagem utilizados foram:

- *Teste 1 - se a solução atual z encontrada satisfazer $z \geq z^*$* : onde z^* é a solução incumbente atual do problema de minimização;
- *Teste 2 - se o PL é infactível*: Logo os subproblemas seguintes serão mais infactíveis que o anterior. Desta forma, deve-se eliminar este evitando avaliações futuras.
- *Teste 3 - se a solução do PL é inteira*: Neste caso, se a solução inteira é melhor que a incumbente então, deve-se atualizá-la e aplicar novamente o teste 1

Algoritmo de Branch-and-Bound para um PLIM.

A eficiência do algoritmo de *Branch-and-Bound* depende do critério escolhido para os seguintes aspectos:

- A estratégia escolhida para encontrar a variável para separação;
- A estratégia escolhida para encontrar o próximo problema que deve ser resolvido.
- Determinação de uma solução inteira inicial (incumbente inicial) através de um algoritmo heurístico.

O melhor algoritmo de *Branch-and-Bound* é aquele que gera uma árvore com o menor número de nós possível, ou seja, há uma redução das operações realizadas pelo algoritmo de programação linear, economizando-se tempo computacional.

4.2 – O Algoritmo de *Branch-and-Bound* Especializado para o problema de expansão

Nesta seção apresentam-se as alterações efetuadas no algoritmo de *Branch-and-Bound* clássico, para torná-lo especializado para solução do planejamento da expansão da distribuição de energia elétrica.

A eficiência do algoritmo depende dos critérios escolhidos para obtenção da seqüência de problemas a serem analisados. Os critérios adotados neste trabalho referem-se à escolha da variável de separação, escolha do próximo problema a ser resolvido e determinação de uma solução inicial inteira, através de uma técnica heurística simples.



Variável de separação

Inicia-se a divisão do problema a partir das variáveis de decisão das subestações potenciais pois seus custos são muito maiores, comparados aos custos dos alimentadores futuros e existentes. Fixadas as variáveis das subestações potenciais, tem-se apenas que determinar qual a seqüência mais adequada para análise das variáveis referentes à alocação dos alimentadores com vistas a suprir todas as cargas do sistema com os menores valores de custos possíveis.

Escolha das variáveis de decisão para obtenção de cada problema linear correspondente

A escolha da variável de decisão dos alimentadores futuros é feita em função dos seus valores nos problemas relaxados (nós da árvore de decisão). As variáveis de decisão que possuem valores menores ou iguais a *meio*, assumem valor zero. Para valores acima de *meio*; as variáveis são fixadas em um.

Obtenção da solução incumbente inicial

Implementou-se um algoritmo heurístico visando encontrar uma solução incumbente inicial para o algoritmo de Branch-and-Bound, com o objetivo de reduzir o número de problemas lineares resolvidos e aumentar a eficiência do algoritmo. Este algoritmo é composto dos seguintes passos:

- (i) Resolver o problema linear relaxado desprezando as restrições de queda de tensão nos alimentadores potenciais;
- (ii) Calcular a média aritmética dos valores atuais das variáveis de decisão:

$$\delta_m = \sum_{k=1}^n (\delta_{i-j})_k ;$$

δ_{i-j} =variável de decisão dos alimentador futuro entre os nós i e j , n =número de alimentadores futuros e δ_m =valor médio

- (iii) Fixar as variáveis das subestações até obter a factibilidade (atendimento da demanda);
- (iv) Fixar, uma a uma, as variáveis dos alimentadores futuros;

Se a variável do alimentador tem valor menor que a média, fixe-a mesma em zero, caso contrário fixe-a em um;

Se a solução for inteira \rightarrow fim do processo; solução incumbente z^* é a solução inteira encontrada, caso contrário retorne a (iv) e fixar a próxima variável da lista.



Adição das restrições de queda de tensão

No algoritmo proposto, estas restrições foram adicionadas dinamicamente no processo de busca, ou seja, considerando-se restrições de queda de tensão em cada nó da árvore de Branch-and-Bound para alimentadores existentes e alimentadores futuros com variáveis de decisão fixas em um . Conforme o algoritmo de busca avança em profundidade, adicionam-se as restrições correspondentes de queda de tensão. No final da busca tem-se a melhor configuração para um determinado estágio e a queda de tensão em todos os alimentadores (existentes e futuros) do sistema.

Restrições de radialidade

Trata-se de restrições que atuam em cada malha do sistema impedindo a formação de laços ou ainda, que um determinado ponto seja alimentado por duas ou mais subestações. Tais restrições incluem apenas as variáveis de decisão dos alimentadores potenciais. Havendo a possibilidade de alocar um, entre alguns alimentadores de diferentes bitolas e custos; esta condição é prevista na restrição de radialidade. A soma das variáveis binárias referentes ao mesmo trecho de diferentes bitolas é sempre menor ou igual ao número de cabos que podem ser alocados por trecho, evitando que um nó seja alimentado por duas subestações ou que uma malha seja fechada, ilustrado na Fig. 4.4.

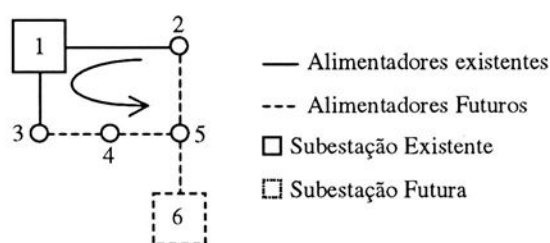


Figura 4.4: Exemplo com restrições de radialidade.

Matematicamente as restrições de radialidade podem ser escritas como:

$$(\delta_{2-5}^{\#1} + \dots + \delta_{2-5}^{\#k}) + (\delta_{5-6}^{\#1} + \dots + \delta_{5-6}^{\#k}) \leq 1$$

$$(\delta_{3-4}^{\#1} + \dots + \delta_{3-4}^{\#k}) + (\delta_{4-5}^{\#1} + \dots + \delta_{4-5}^{\#k}) + (\delta_{2-5}^{\#1} + \dots + \delta_{2-5}^{\#k}) \leq 2$$

em que $\delta_{i-j}^{\#k}$ = variável de decisão dos alimentadores futuros, entre os nós $i-j$, de bitola k .

O algoritmo de Branch-and-Bound dedicado a solução do problema da expansão de planejamento de sistemas de distribuição implementado está ilustrado no diagrama de blocos da Fig. 4.5

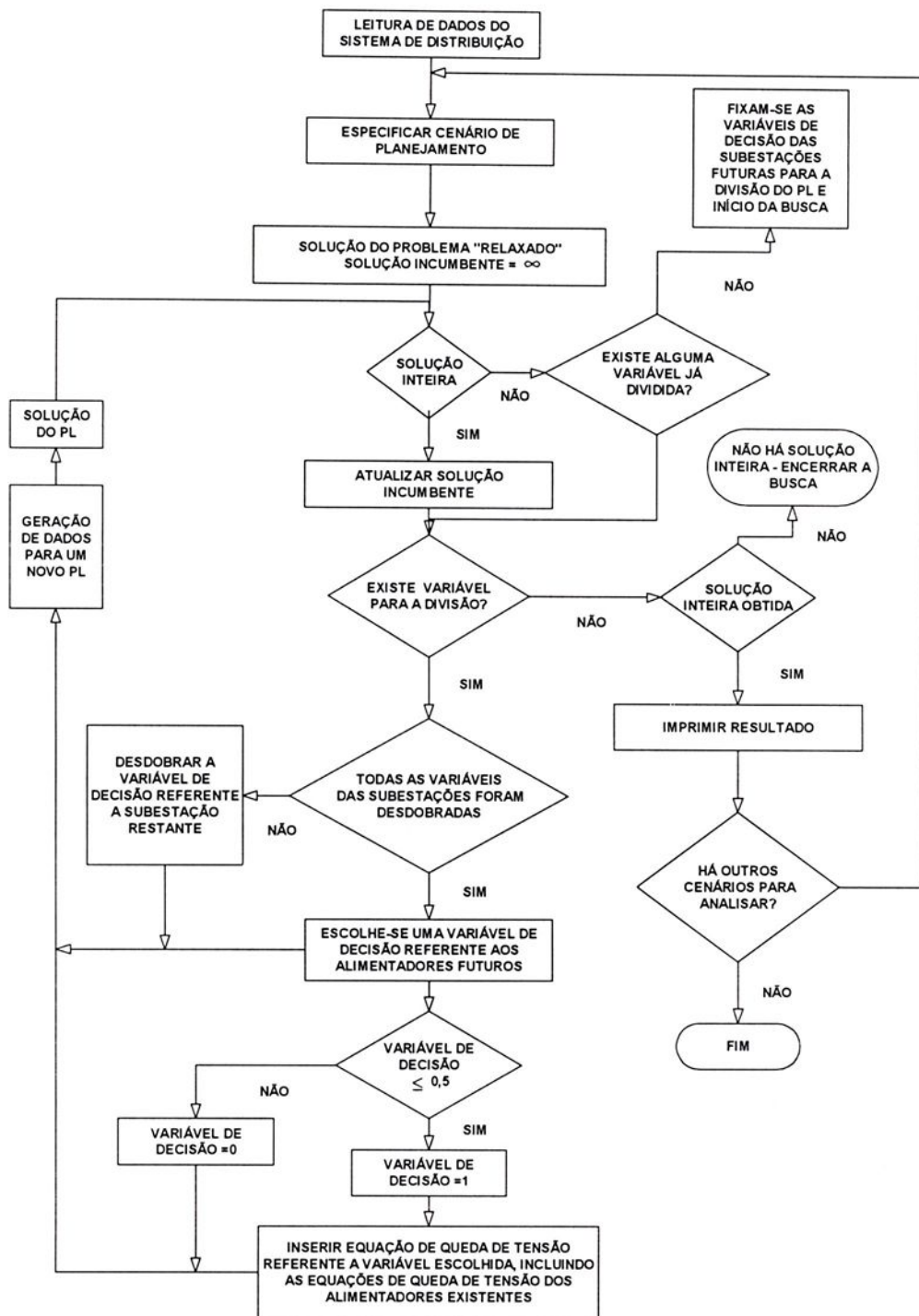


Figura 4.5: Diagrama de Blocos do Algoritmo *Branch-and-Bound* especializado (Expansão de Redes de Distribuição).

V – Testes e Resultados

Neste capítulo apresentam-se os resultados obtidos para o problema de planejamento de três sistemas de distribuição de energia elétrica encontrados na literatura [5,6], utilizando-se o algoritmo de *Branch-and-Bound* especializado, discutido no capítulo precedente, implementado em linguagem de programação FORTRAN. O software de otimização utilizado foi o MINOS 5.4 [14].

5.1 - Sistema I

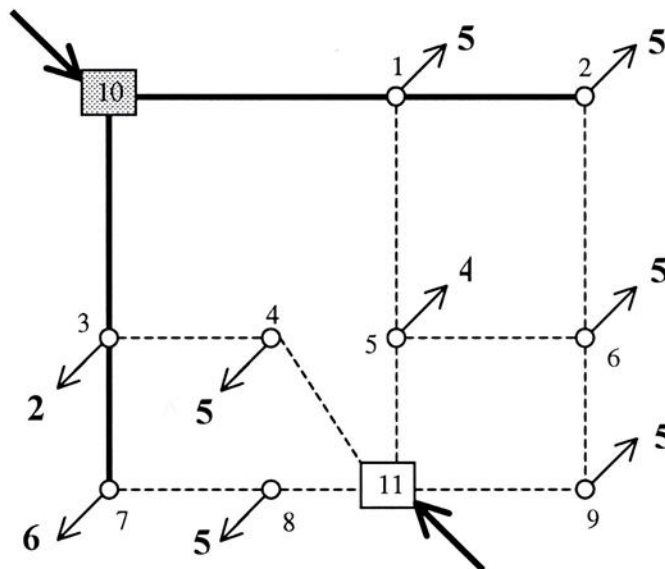


Figura 5.1: Sistema I existente e sua característica para expansão.

O primeiro sistema simulado é constituído de 4 alimentadores existentes (linhas cheias) e 10 alimentadores potenciais (linhas pontilhadas), uma subestação existente (nó 10) e uma subestação futura (nó 11), totalizando 11 nós. Na Fig. 5.1 está representada a topologia deste sistema.

Os dados do sistema I são:

Tabela 2: Dados referentes ao sistema I

Parâmetros		Valores
Crescimento da Demanda		20% / estágio
Valor do fator presente		10% / estágio
Máxima queda de tensão		5%
Tensão Nominal		11kV
Intervalos de linearização por partes		1
Alimentadores:	Limite Máximo	20MVA
	Impedância Equivalente	0,1% / MVA / km
	Custo Fixo	20 unidades / km
	Custo operacional	4 unidades /MVA / km
Subestações:	Limite Máximo	60MVA
	Custo fixo de uma nova	400 unidades
	Custo operacional	0

Tabela 3: Demanda dos pontos de consumo do sistema I (MVA)

Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	20	21
Demanda inicial	5	5	2	5	4	5	6	5	5	0	0

Outras condições de testes utilizadas são:

- Valor da impedância equivalente utilizada é $Z_{ij,t} = 11\mu\Omega$;
- Máxima queda de tensão permitida, 5% da tensão nominal.

As configurações referentes a cada estágio são apresentadas na Fig. 5.2 (a), (b), (c) e nas tabelas 4-11, 12-19 e 20-27 e os resultados encontrados após a simulação.

Estágio I

Tabela 4: Demanda dos pontos de consumo do sistema I (MVA) – estágio I

Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Demanda	5	5	2	5	4	5	6	5	5	0	0



Tabela 5: Fluxo nos alimentadores futuros

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Fxaln1	1 - 5	0	Alnxf11	5 - 1	0
Fxaln2	2 - 6	0	Alnxf12	6 - 2	0
Fxaln3	5 - 6	0	Alnxf 13	6 - 5	0
Fxaln4	5 - 11	0	Alnxf 14	11 - 5	4
Fxaln5	6 - 9	5	Alnxf 15	9 - 6	5
Fxaln6	3 - 4	5	Alnxf 16	4 - 3	0
Fxaln7	4 - 11	0	Alnxf 17	11 - 4	5
Fxaln8	7 - 8	0	Alnxf 18	8 - 7	0
Fxaln9	8 - 11	0	Alnxf 19	11 - 8	5
Fxaln10	9 - 11	0	Alnxf 20	11 - 9	10

Tabela 6: Fluxo nos alimentadores existentes

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Fxalv21	10 - 1	10	AlvxF25	1 - 10	0
Fxalv22	1 - 2	5	AlvxF26	2 - 1	0
Fxalv23	10 - 3	8	AlvxF27	3 - 10	0
Fxalv24	3 - 7	6	AlvxF28	7 - 3	0

Tabela 7: Potência fornecida pelas subestações existente e futura respectivamente

Variável	Subestação (nó)	Valor (MVA)
Flsbe29	10	18
Flsbf30	11	24

Tabela 8: Variáveis de decisão dos alimentadores futuros

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Radi31	1 - 5	0,0	Radi36	3 - 4	0,0
Radi32	2 - 6	0,0	Radi37	4 - 11	1,0
Radi33	5 - 6	0,0	Radi38	7 - 8	0,0
Radi34	5 - 11	1,0	Radi39	8 - 11	1,0
Radi35	6 - 9	1,0	Radi40	9 - 11	1,0

Tabela 9: Variáveis de decisão da subestação futura

Variável	Trecho	Valor (MVA)
Radi41	11	1,0

Tabela 10: Queda de tensão nos alimentadores existentes

Variável	Nó da rede	Valor (V)	Variável	Nó da rede	Valor (V)
Qtns42	1	110	Qtns44	3	88
Qtns43	2	55	Qtns48	7	55

Tabela 11: Queda de tensão nos alimentadores futuros

Variável	Nó da rede	Valor (V)	Variável	Nó da rede	Valor (V)
Qtns45	4	55	Qtns49	8	55
Qtns46	5	44	Qtns50	9	55
Qtns47	6	0			

Estágio II

Tabela 12: Demanda dos pontos de consumo do sistema I (MVA) – estágio II

Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Demanda	6	6	2,4	6	4,8	6	7,2	6	6	0	0

Tabela 13: Fluxo nos alimentadores futuros

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Fxaln1	1 – 5	4,8	Alnxf11	5 – 1	0
Fxaln2	2 – 6	0	Alnxf12	6 – 2	0
Fxaln3	5 – 6	6	Alnxf 13	6 – 5	0
Fxaln4	5 – 11	0	Alnxf 14	11 – 5	0
Fxaln5	6 – 9	0	Alnxf 15	9 – 6	6
Fxaln6	3 – 4	6	Alnxf 16	4 – 3	0
Fxaln7	4 – 11	0	Alnxf 17	11 – 4	0
Fxaln8	7 – 8	0	Alnxf 18	8 – 7	0
Fxaln9	8 – 11	0	Alnxf 19	11 – 8	6
Fxaln10	9 - 11	0	Alnxf 20	11 - 9	12

Tabela 14: Fluxo nos alimentadores existentes

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Fxalv21	10 – 1	16,8	AlvxF25	1 – 10	0
Fxalv22	1 – 2	6	AlvxF26	2 – 1	0
Fxalv23	10 – 3	15,6	alvxF27	3 – 10	0
Fxalv24	3 – 7	7,2	alvxF28	7 - 3	0

Tabela 15: Potência fornecida pelas subestações existente e futura respectivamente

Variável	Subestação	Valor (MVA)
Flsbe29	10	32,4
Flsbf30	11	18

Tabela 16: Variáveis de decisão dos alimentadores futuros

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Radi31	1 – 5	1,0	Radi36	3 – 4	1,0
Radi32	2 – 6	0,0	Radi37	4 – 11	0,0
Radi33	5 – 6	0,0	Radi38	7 – 8	0,0
Radi34	5 – 11	0,0	Radi39	8 – 11	1,0
Radi35	6 – 9	1,0	Radi40	9 – 11	1,0

Tabela 17: Variáveis de decisão da subestação futura

Variável	Trecho	Valor (MVA)
Radi41	11	1,0

Tabela 18: Queda de tensão nos alimentadores existentes

Variável	Nó da rede	Valor (V)	Variável	Nó da rede	Valor (V)
Qtns42	1	110	Qtns44	3	88
Qtns43	2	55	Qtns48	7	55

Tabela 19: Queda de tensão nos alimentadores futuros

Variável	Nó da rede	Valor (V)	Variável	Nó da rede	Valor (V)
Qtns45	4	39,6	Qtns49	8	66
Qtns46	5	45,4	Qtns50	9	66
Qtns47	6	0			

Estágio III**Tabela 20: Demanda dos pontos de consumo do sistema I (MVA) – estágio III**

Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Demanda	7,2	7,2	2,88	7,2	5,76	7,2	8,64	7,2	7,2	0	0

Tabela 21: Fluxo nos alimentadores futuros

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Fxaln1	1 – 5	0	Alnxf11	5 – 1	0
Fxaln2	2 – 6	0	Alnxf12	6 – 2	0
Fxaln3	5 – 6	0	Alnxf 13	6 – 5	0
Fxaln4	5 – 11	0	Alnxf 14	11 – 5	5,76
Fxaln5	6 – 9	0	Alnxf 15	9 – 6	7,2
Fxaln6	3 – 4	0	Alnxf 16	4 – 3	0
Fxaln7	4 – 11	0	Alnxf 17	11 – 4	7,2
Fxaln8	7 – 8	0	Alnxf 18	8 – 7	8,64
Fxaln9	8 – 11	0	Alnxf 19	11 – 8	15,84
Fxaln10	9 – 11	0	Alnxf 20	11 – 9	14,40

Tabela 22: Fluxo nos alimentadores existentes

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Fxalv21	10 – 1	14,4	Fxalv25	1 – 10	0
Fxalv22	1 – 2	7,2	Fxalv26	2 – 1	0
Fxalv23	10 – 3	28,8	Fxalv27	3 – 10	0
Fxalv24	3 – 7	0	Fxalv28	7 – 3	0

Tabela 23: Potência fornecida pelas subestações existente e futura respectivamente

Variável	Subestação	Valor (MVA)
Flsbe29	10	17,28
Flsbf30	11	43,20

Tabela 24: Variáveis de decisão dos alimentadores futuros

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Radi31	1 – 5	0,0	Radi36	3 – 4	0,0
Radi32	2 – 6	0,0	Radi37	4 – 11	1,0
Radi33	5 – 6	0,0	Radi38	7 – 8	1,0
Radi34	5 – 11	1,0	Radi39	8 – 11	1,0
Radi35	6 – 9	1,0	Radi40	9 – 11	1,0

Tabela 25: Variáveis de decisão da subestação futura

Variável	Trecho	Valor (MVA)
Radi41	11	1,0

Tabela 26: Queda de tensão nos alimentadores existentes

Variável	Nó da rede	Valor (V)	Variável	Nó da rede	Valor (V)
Qtns42	1	158,4	Qtns44	3	126,72
Qtns43	2	79,2	Qtns48	7	31,68

Tabela 27: Queda de tensão nos alimentadores futuros

Variável	Nó da rede	Valor (V)	Variável	Nó da rede	Valor (V)
Qtns45	4	79,20	Qtns49	8	174,24
Qtns46	5	63,36	Qtns50	9	158,4
Qtns47	6	79,2			

Esquemáticamente tem-se:

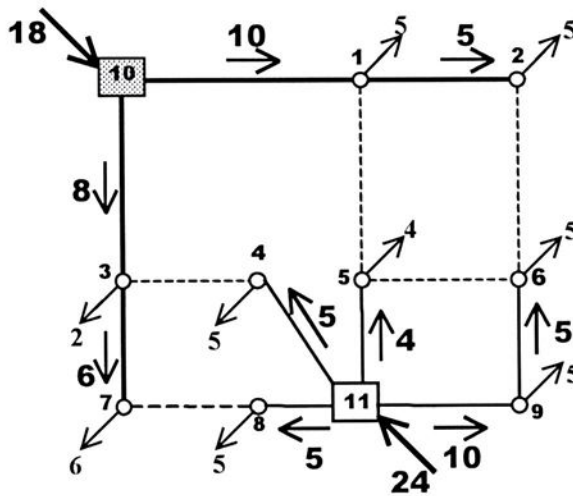


Figura 5.2 (a): Configuração final, sistema I, estágio I.

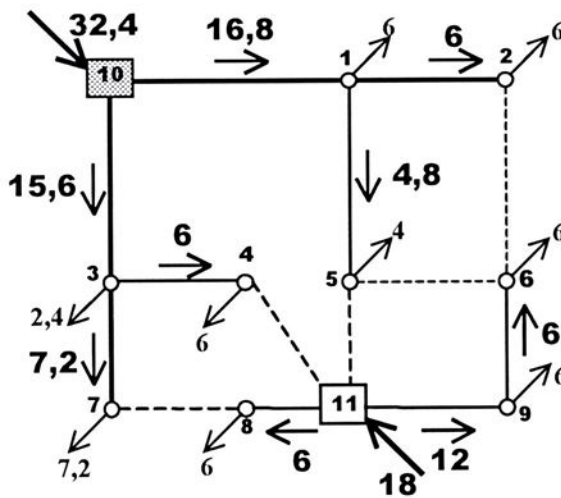


Figura 5.2 (b): Configuração final, sistema I, estágio II.

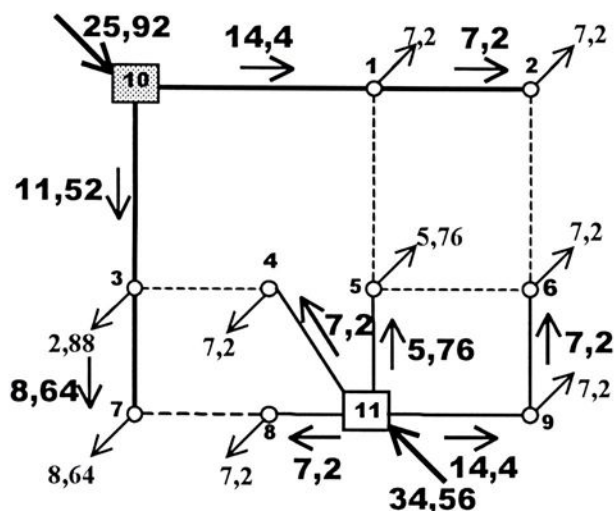


Figura 5.2 (c): Configuração final, sistema I, estágio III.

Tabela 28: Custos referentes a cada estágio do sistema I

Estágio	Custo (unidades)	Iterações
I	824	129
II	497	96
III	481,5	87

Este sistema foi simulado considerando-se a situação de recondução, ou seja, a possibilidade de alocação de cabos de diferente bitolas. Estes possuem diferentes custos operacionais, custos fixos e bitolas, conforme Tabela 28.

Tabela 29: Características dos cabos utilizados nas simulações do Sistema I

Cabos	Capacidade (MVA)	Custo Fixo (unid/MVA/km)	Custo Variável (unid/km)
#1	20	3	20
#2	25	4	25
#3	30	6	12

Os resultados obtidos considerando-se três estágios para este sistema, estão apresentados nas tabelas 30-37, 38-45, 46-53.

Estágio I

Tabela 30: Demanda dos pontos de consumo do sistema I (MVA) – estágio I

Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Demanda	5	5	2	5	4	5	6	5	5	0	0



Tabela 31: Fluxo nos alimentadores futuros

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Fxaln1	1 – 5	0	Alnxf11	5 – 1	0
Fxaln2	2 – 6	0	Alnxf12	6 – 2	0
Fxaln3	5 – 6	0	Alnxf 13	6 – 5	0
Fxaln4	5 – 11	0	Alnxf 14	11 – 5	4
Fxaln5	6 – 9	5	Alnxf 15	9 – 6	5
Fxaln6	3 – 4	5	Alnxf 16	4 – 3	0
Fxaln7	4 – 11	0	Alnxf 17	11 – 4	5
Fxaln8	7 – 8	0	Alnxf 18	8 – 7	6
Fxaln9	8 – 11	0	Alnxf 19	11 – 8	11
Fxaln10	9 – 11	0	Alnxf 20	11 – 9	10

Tabela 32: Fluxo nos alimentadores existentes

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Fxalv21	10 – 1	10	AlvxF25	1 – 10	0
Fxalv22	1 – 2	5	AlvxF26	2 – 1	0
Fxalv23	10 – 3	2	AlvxF27	3 – 10	0
Fxalv24	3 – 7	0	AlvxF28	7 – 3	0

Tabela 33: Potência fornecida pelas subestações existente e futura respectivamente

Variável	Subestação (nó)	Valor (MVA)
Flsbe29	10	12
Flsbf30	11	30

Tabela 34: Variáveis de decisão dos alimentadores futuros

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Radi31	1 – 5	0,0	Radi36	3 – 4	0,0
Radi32	2 – 6	0,0	Radi37	4 – 11	1,0
Radi33	5 – 6	0,0	Radi38	7 – 8	1,0
Radi34	5 – 11	1,0	Radi39	8 – 11	1,0
Radi35	6 – 9	1,0	Radi40	9 – 11	1,0

Tabela 35: Variáveis de decisão da subestação futura

Variável	Trecho	Valor (MVA)
Radi41	11	1,0

Tabela 36: Queda de tensão nos alimentadores existentes

Variável	Nó da rede	Valor (V)	Variável	Nó da rede	Valor (V)
Qtns42	1	110	Qtns44	3	88
Qtns43	2	55	Qtns48	7	22

Tabela 37: Queda de tensão nos alimentadores futuros

Variável	Nó da rede	Valor (V)	Variável	Nó da rede	Valor (V)
Qtns45	4	55	Qtns49	8	55
Qtns46	5	44	Qtns50	9	110
Qtns47	6	55			

Tabela 38: Demanda dos pontos de consumo do sistema I (MVA) – estágio II

Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Demanda	6	6	2,4	6	4,8	6	7,2	6	6	0	0

Tabela 39: Fluxo nos alimentadores futuros

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Fxaln1	1 – 5	0	Alnxf11	5 – 1	0
Fxaln2	2 – 6	0	Alnxf12	6 – 2	0
Fxaln3	5 – 6	6	Alnxf 13	6 – 5	0
Fxaln4	5 – 11	0	Alnxf 14	11 – 5	0
Fxaln5	6 – 9	0	Alnxf 15	9 – 6	6
Fxaln6	3 – 4	0	Alnxf 16	4 – 3	0
Fxaln7	4 – 11	0	Alnxf 17	11 – 4	0
Fxaln8	7 – 8	0	Alnxf 18	8 – 7	0
Fxaln9	8 – 11	0	Alnxf 19	11 – 8	6
Fxaln10	9 - 11	0	Alnxf 20	11 - 9	12

Tabela 40: Fluxo nos alimentadores existentes

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Fxalv21	10 – 1	12	AlvxF25	1 – 10	0
Fxalv22	1 – 2	6	AlvxF26	2 – 1	0
Fxalv23	10 – 3	2,4	alvxF27	3 – 10	0
Fxalv24	3 – 7	0	alvxF28	7 - 3	0

Tabela 41: Potência fornecida pelas subestações existente e futura respectivamente

Variável	Subestação	Valor (MVA)
Flsbe29	10	17,28
Flsbf30	11	36

Tabela 42: Variáveis de decisão dos alimentadores futuros

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Radi31	1 – 5	0,0	Radi36	3 – 4	0,0
Radi32	2 – 6	0,0	Radi37	4 – 11	1,0
Radi33	5 – 6	0,0	Radi38	7 – 8	1,0
Radi34	5 – 11	1,0	Radi39	8 – 11	1,0
Radi35	6 – 9	1,0	Radi40	9 – 11	1,0

Tabela 43: Variáveis de decisão da subestação futura

Variável	Trecho	Valor (MVA)
Radi41	11	1,0

Tabela 44: Queda de tensão nos alimentadores existentes

Variável	Nó da rede	Valor (V)	Variável	Nó da rede	Valor (V)
Qtns42	1	132	Qtns44	3	105,60
Qtns43	2	66	Qtns48	7	79,20



Tabela 45: Queda de tensão nos alimentadores futuros

Variável	Nó da rede	Valor (V)	Variável	Nó da rede	Valor (V)
Qtns45	4	66	Qtns49	8	79,20
Qtns46	5	52,80	Qtns50	9	132,00
Qtns47	6	66			

Estágio III**Tabela 46:** Demanda dos pontos de consumo do sistema I (MVA) – estágio III

Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Demanda	7,2	7,2	2,88	7,2	5,76	7,2	8,64	7,2	7,2	0	0

Tabela 47: Fluxo nos alimentadores futuros

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Fxaln1	1 – 5	0	Alnxf11	5 – 1	0
Fxaln2	2 – 6	0	Alnxf12	6 – 2	0
Fxaln3	5 – 6	0	Alnxf 13	6 – 5	0
Fxaln4	5 – 11	0	Alnxf 14	11 – 5	5,76
Fxaln5	6 – 9	0	Alnxf 15	9 – 6	7,2
Fxaln6	3 – 4	0	Alnxf 16	4 – 3	0
Fxaln7	4 – 11	0	Alnxf 17	11 – 4	7,2
Fxaln8	7 – 8	0	Alnxf 18	8 – 7	8,64
Fxaln9	8 – 11	0	Alnxf 19	11 – 8	15,84
Fxaln10	9 – 11	0	Alnxf 20	11 – 9	14,40

Tabela 48: Fluxo nos alimentadores existentes

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Fxalv21	10 – 1	14,4	Fxalv25	1 – 10	0
Fxalv22	1 – 2	7,2	Fxalv26	2 – 1	0
Fxalv23	10 – 3	2,88	Fxalv27	3 – 10	0
Fxalv24	3 – 7	0	Fxalv28	7 – 3	0

Tabela 49: Potência fornecida pelas subestações existente e futura respectivamente

Variável	Subestação	Valor (MVA)
Flsbe29	10	17,28
Flsbf30	11	43,20

Tabela 50: Variáveis de decisão dos alimentadores futuros

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Radi31	1 – 5	0,0	Radi36	3 – 4	0,0
Radi32	2 – 6	0,0	Radi37	4 – 11	1,0
Radi33	5 – 6	0,0	Radi38	7 – 8	1,0
Radi34	5 – 11	1,0	Radi39	8 – 11	1,0
Radi35	6 – 9	1,0	Radi40	9 – 11	1,0

Tabela 51: Variáveis de decisão da subestação futura

Variável	Trecho	Valor (MVA)
Radi41	11	1,0

Tabela 52: Queda de tensão nos alimentadores existentes

Variável	Nó da rede	Valor (V)	Variável	Nó da rede	Valor (V)
Qtns42	1	158,40	Qtns44	3	126,72
Qtns43	2	79,20	Qtns48	7	31,68

Tabela 53: Queda de tensão nos alimentadores futuros

Variável	Nó da rede	Valor (V)	Variável	Nó da rede	Valor (V)
Qtns45	4	79,20	Qtns49	8	79,20
Qtns46	5	63,36	Qtns50	9	158,4
Qtns47	6	79,20			

As configurações finais para o sistema I com recondutoramento e estas condições de teste, estão apresentados na Fig. 5.3 (a), (b), (c).

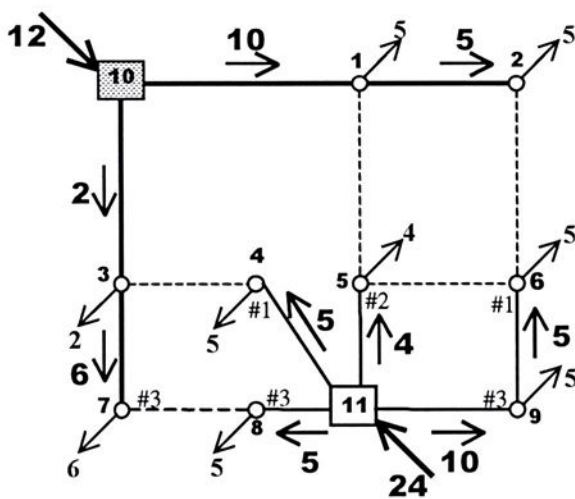


Figura 5.3 (a): Configuração final, sistema I com recondutoramento estágio I.

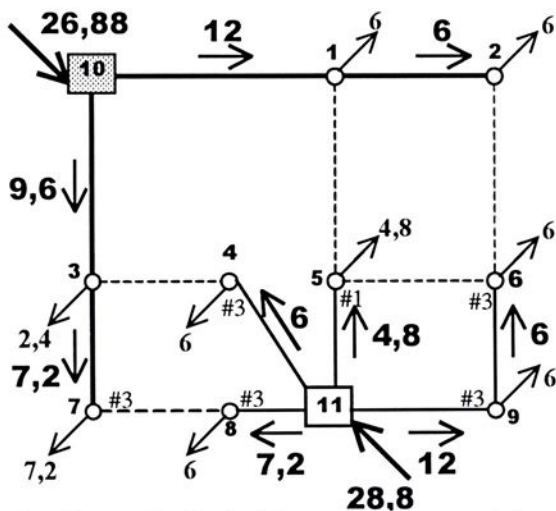


Figura 5.3 (b): Configuração final, sistema I com recondutoramento estágio II.

Tabela 55: Dados referentes ao sistema II

Elementos	Limite Máximo (MVA)	Custo fixo (Unid)	Custo Variável
1-2	20.0	0.0	4.0
1-10	20.0	0.0	8.0
3-10	20.0	0.0	8.0
5-10	20.0	100.0	10.0
3-7	20.0	40.0	4.0
2-6	20.0	80.0	8.0
3-4	20.0	40.0	4.0
4-11	20.0	40.0	4.0
6-9	20.0	40.0	4.0
7-8	20.0	40.0	4.0
8-12	20.0	40.0	4.0
9-12	20.0	40.0	4.0
5-11	20.0	40.0	4.0
1-5	20.0	40.0	4.0
6-11	20.0	40.0	4.0
11-12	20.0	40.0	4.0
10	30.0	0	0.0
11	30.0	2000	0.0
12	25.0	1500	0.0
Crescimento da Demanda		20% / estágio	
Valor do fator presente		10% / estágio	
Máxima queda de tensão		5%	
Tensão Nominal		11kV	
Intervalos de linearização por partes		1	

Estágio I**Tabela 56: Demanda dos pontos de Consumo do Sistema II (MVA), estágio II**

Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Demanda	5.0	5.0	2.0	5.0	4.0	5.0	6.0	5.0	5.0	0	5.0	2.0

Tabela 57: Fluxo nos alimentadores futuros

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Fxaln1	10 – 5	0	Alnxf14	5 – 10	0
Fxaln2	3 – 7	6	Alnxf15	7 – 3	0
Fxaln3	1 – 5	4	Alnxf 16	5 – 1	0
Fxaln4	2 – 6	0	Alnxf 17	6 – 2	0
Fxaln5	5 – 11	0	Alnxf 18	11 – 5	0
Fxaln6	6 – 9	0	Alnxf 19	9 – 6	0
Fxaln7	3 – 4	5	Alnxf 20	4 – 3	0
Fxaln8	4 – 11	0	Alnxf 21	11 – 4	0
Fxaln9	6 – 11	0	Alnxf 22	11 – 6	5
Fxaln10	7 – 8	0	Alnxf 23	8 – 7	0
Fxaln11	8 – 12	0	Alnxf 24	12 – 8	5
Fxaln12	9 – 12	0	Alnxf 25	12 – 9	5
Fxaln13	11 – 12	0	Alnxf 26	12 – 11	10

Tabela 58: Fluxo nos alimentadores existentes

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Fxalv27	10 – 1	14	AlvxF30	1 - 10	0
Fxalv28	1 – 2	5	AlvxF31	2 – 1	0
Fxalv29	10 – 3	13	AlvxF32	3 – 10	0

Tabela 59: Potência fornecida pelas subestações existente e futura respectivamente

Variável	Subestação – nó	Valor (MVA)
Flsbe 33	10	27
Flsbf 34	11	0
Flsbf 35	12	22

Tabela 60: Variáveis de decisão dos alimentadores futuros

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Radi36	10 – 5	0,0	Radi43	4 – 11	0,0
Radi37	3 – 7	1,0	Radi44	6 – 11	1,0
Radi38	1 – 5	1,0	Radi45	7 – 8	0,0
Radi39	2 – 6	0,0	Radi46	8 – 12	1,0
Radi40	5 – 11	0,0	Radi47	9 - 12	1,0
Radi41	6 – 9	0,0	Radi48	11 - 12	1,0
Radi42	3 – 4	1,0			

Tabela 61: Variáveis de decisão das subestações futuras

Variável	Subestação	Valor (MVA)
Radi49	11	0,0
Radi50	12	1,0

Tabela 62: Queda de tensão nos alimentadores existentes

Variável	Nó da rede	Valor (V)
Qtns51	1	55
Qtns52	2	0
Qtns53	3	66

Tabela 63: Queda de tensão nos alimentadores futuros

Variável	Nó da rede	Valor (V)	Variável	Nó da rede	Valor (V)
Qtns54	4	22	Qtns57	7	21
Qtns55	5	55	Qtns58	8	55
Qtns56	6	0	Qtns59	9	55

Estágio II

Tabela 64: Demanda dos pontos de consumo do sistema II (MVA), estágio II

Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Demanda	6.0	6.0	2.4	6.0	4.8	6.0	7.2	6.0	6.0	0	6.0	2.4

Tabela 65: Fluxo nos alimentadores futuros

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Fxaln1	10 – 5	0	Alnxf14	5 – 10	0
Fxaln2	3 – 7	0	Alnxf15	7 – 3	0
Fxaln3	1 – 5	0	Alnxf 16	5 – 1	0
Fxaln4	2 – 6	0	Alnxf 17	6 – 2	0
Fxaln5	5 – 11	0	Alnxf 18	11 – 5	4,8
Fxaln6	6 – 9	0	Alnxf 19	9 – 6	6
Fxaln7	3 – 4	0	Alnxf 20	4 – 3	0
Fxaln8	4 – 11	0	Alnxf 21	11 – 4	6
Fxaln9	6 – 11	0	Alnxf 22	11 – 6	6
Fxaln10	7 – 8	0	Alnxf 23	8 - 7	7,2
Fxaln11	8 – 12	0	Alnxf 24	12 – 8	13,2
Fxaln12	9 – 12	0	Alnxf 25	12 - 9	6
Fxaln13	11 – 12	0	Alnxf 26	12 - 11	0

Tabela 66: Fluxo nos alimentadores existentes

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Fxalv27	10 – 1	12	Alvxf30	1 - 10	0
Fxalv28	1 – 2	6	Alvxf31	2 – 1	0
Fxalv29	10 – 3	24	Alvxf32	3 – 10	0

Tabela 67: Potência fornecida pelas subestações existente e futura respectivamente

Variável	Subestação – nó	Valor (MVA)
Flsbe 33	10	14,4
Flsbf 34	11	22,8
Flsbf 35	12	21,6

Tabela 68: Variáveis de decisão dos alimentadores futuros

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Radi36	10 – 5	0,0	Radi43	4 – 11	1,0
Radi37	3 – 7	0,0	Radi44	6 – 11	1,0
Radi38	1 – 5	0,0	Radi45	7 – 8	1,0
Radi39	2 – 6	0,0	Radi46	8 – 12	1,0
Radi40	5 – 11	1,0	Radi47	9 - 12	1,0
Radi41	6 – 9	0,0	Radi48	11 - 12	0,0
Radi42	3 – 4	0,0			

Tabela 69: Variáveis de decisão das subestações futuras

Variável	Subestação	Valor (MVA)
Radi49	11	1,0
Radi50	12	1,0

Tabela 70: Queda de tensão nos alimentadores existentes

Variável	Nó da rede	Valor (V)
Qtns51	1	66
Qtns52	2	0
Qtns53	3	171,6

Tabela 71: Queda de tensão nos alimentadores futuros

Variável	Nó da rede	Valor (V)	Variável	Nó da rede	Valor (V)
Qtns54	4	66	Qtns57	7	43,2
Qtns55	5	52,8	Qtns58	8	79,2
Qtns56	6	66	Qtns59	9	66

Estágio III**Tabela 72:** Demanda dos pontos de consumo do sistema II (MVA), estágio III

Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Demanda	7,2	7,2	2,88	7,2	5,76	7,2	8,64	7,2	7,2	0	7,2	2,88

Tabela 73: Fluxo nos alimentadores futuros

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Fxaln1	10 – 5	0	Alnxf14	5 – 10	0
Fxaln2	3 – 7	8,64	Alnxf15	7 – 3	0
Fxaln3	1 – 5	0	Alnxf 16	5 – 1	0
Fxaln4	2 – 6	0	Alnxf 17	6 – 2	0
Fxaln5	5 – 11	0	Alnxf 18	11 – 5	5,76
Fxaln6	6 – 9	0	Alnxf 19	9 – 6	0
Fxaln7	3 – 4	0	Alnxf 20	4 – 3	0
Fxaln8	4 – 11	0	Alnxf 21	11 – 4	7,2
Fxaln9	6 – 11	0	Alnxf 22	11 – 6	7,2
Fxaln10	7 – 8	0	Alnxf 23	8 - 7	0
Fxaln11	8 – 12	0	Alnxf 24	12 – 8	7,2
Fxaln12	9 – 12	0	Alnxf 25	12 - 9	7,2
Fxaln13	11 – 12	0	Alnxf 26	12 - 11	4,6

Tabela 74: Fluxo nos alimentadores existentes

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Fxalv27	10 – 1	14,4	Alvxf30	1 - 10	0
Fxalv28	1 – 2	7,2	Alvxf31	2 – 1	0
Fxalv29	10 – 3	11,52	Alvxf32	3 – 10	0

Tabela 75: Potência fornecida pelas subestações existente e futura respectivamente

Variável	Subestação – nó	Valor (MVA)
Flsbe 33	10	25,92
Flsbf 34	11	27,36
Flsbf 35	12	17,28

Tabela 76: Variáveis de decisão dos alimentadores futuros

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Radi36	10 – 5	0,0	Radi43	4 – 11	1,0
Radi37	3 – 7	1,0	Radi44	6 – 11	1,0
Radi38	1 – 5	0,0	Radi45	7 – 8	0,0
Radi39	2 – 6	0,0	Radi46	8 – 12	1,0
Radi40	5 – 11	1,0	Radi47	9 – 12	1,0
Radi41	6 – 9	0,0	Radi48	11 - 12	0,0
Radi42	3 – 4	0,0			

Tabela 83: Fluxo nos alimentadores existentes

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Fxalv27	10 – 1	10	AlvxF30	1 - 10	0
Fxalv28	1 – 2	5	AlvxF31	2 – 1	0
Fxalv29	10 – 3	2	AlvxF32	3 – 10	0

Tabela 84: Potência fornecida pelas subestações existente e futura respectivamente

Variável	Subestação – nó	Valor (MVA)
Flsbe 33	10	12
Flsbf 34	11	19
Flsbf 35	12	18

Tabela 85: Variáveis de decisão dos alimentadores futuros

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Radi36	10 – 5	0,0	Radi43	4 – 11	1,0
Radi37	3 – 7	0,0	Radi44	6 – 11	1,0
Radi38	1 – 5	0,0	Radi45	7 – 8	1,0
Radi39	2 – 6	0,0	Radi46	8 – 12	1,0
Radi40	5 – 11	0,0	Radi47	9 - 12	1,0
Radi41	6 – 9	0,0	Radi48	11 - 12	0,0
Radi42	3 – 4	0,0			

Tabela 86: Variáveis de decisão das subestações futuras

Variável	Subestação	Valor (MVA)
Radi49	11	1,0
Radi50	12	1,0

Tabela 87: Queda de tensão nos alimentadores existentes

Variável	Nó da rede	Valor (V)
Qtns51	1	55
Qtns52	2	0
Qtns53	3	22

Tabela 88: Queda de tensão nos alimentadores futuros

Variável	Nó da rede	Valor (V)	Variável	Nó da rede	Valor (V)
Qtns54	4	55	Qtns57	7	0
Qtns55	5	44	Qtns58	8	55
Qtns56	6	55	Qtns59	9	55

Estágio II

Tabela 89: Demanda dos pontos de consumo do sistema II (MVA), estágio II

Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Demanda	6.0	6.0	2.4	6.0	4.8	6.0	7.2	6.0	6.0	0	6.0	2.4

Tabela 90: Fluxo nos alimentadores futuros

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Fxaln1	10 – 5	0	Alnxf14	5 – 10	0
Fxaln2	3 – 7	0	Alnxf15	7 – 3	0
Fxaln3	1 – 5	0	Alnxf 16	5 – 1	0
Fxaln4	2 – 6	0	Alnxf 17	6 – 2	0
Fxaln5	5 – 11	0	Alnxf 18	11 – 5	4,8
Fxaln6	6 – 9	0	Alnxf 19	9 – 6	6
Fxaln7	3 – 4	0	Alnxf 20	4 – 3	0
Fxaln8	4 – 11	0	Alnxf 21	11 – 4	6
Fxaln9	6 – 11	0	Alnxf 22	11 – 6	6
Fxaln10	7 – 8	0	Alnxf 23	8 - 7	7,2
Fxaln11	8 – 12	0	Alnxf 24	12 – 8	13,2
Fxaln12	9 – 12	0	Alnxf 25	12 - 9	0
Fxaln13	11 – 12	0	Alnxf 26	12 - 11	0

Tabela 91: Fluxo nos Alimentadores Existentes

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Fxalv27	10 – 1	12	Alvxf30	1 - 10	0
Fxalv28	1 – 2	6	Alvxf31	2 – 1	0
Fxalv29	10 – 3	2,4	Alvxf32	3 – 10	0

Tabela 92: Potência fornecida pelas subestações existente e futura respectivamente

Variável	Subestação – nó	Valor (MVA)
Flsbe 33	10	14,4
Flsbf 34	11	28,8
Flsbf 35	12	15,6

Tabela 93: Variáveis de decisão dos alimentadores futuros

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Radi36	10 – 5	0,0	Radi43	4 – 11	1,0
Radi37	3 – 7	0,0	Radi44	6 – 11	1,0
Radi38	1 – 5	0,0	Radi45	7 – 8	1,0
Radi39	2 – 6	0,0	Radi46	8 – 12	1,0
Radi40	5 – 11	1,0	Radi47	9 - 12	0,0
Radi41	6 – 9	1,0	Radi48	11 - 12	0,0
Radi42	3 – 4	0,0			

Tabela 94: Variáveis de decisão das subestações futuras

Variável	Subestação	Valor (MVA)
Radi49	11	1,0
Radi50	12	1,0

Tabela 95: Queda de tensão nos alimentadores existentes

Variável	Nó da rede	Valor (V)
Qtns51	1	66
Qtns52	2	0
Qtns53	3	26,4

Tabela 96: Queda de tensão nos alimentadores futuros

Variável	Nó da rede	Valor (V)	Variável	Nó da rede	Valor (V)
Qtns54	4	66	Qtns57	7	0
Qtns55	5	52,8	Qtns58	8	66
Qtns56	6	66	Qtns59	9	0

Estágio III**Tabela 97:** Demanda dos pontos de consumo do sistema II (MVA), estágio III

Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Demanda	7,2	7,2	2,88	7,2	5,76	7,2	8,64	7,2	7,2	0	7,2	2,88

Tabela 98: Fluxo nos alimentadores futuros

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Fxaln1	10 – 5	0	Alnxf14	5 – 10	0
Fxaln2	3 – 7	0	Alnxf15	7 – 3	0
Fxaln3	1 – 5	0	Alnxf 16	5 – 1	0
Fxaln4	2 – 6	0	Alnxf 17	6 – 2	0
Fxaln5	5 – 11	0	Alnxf 18	11 – 5	5,76
Fxaln6	6 – 9	0	Alnxf 19	9 – 6	0
Fxaln7	3 – 4	0	Alnxf 20	4 – 3	0
Fxaln8	4 – 11	0	Alnxf 21	11 – 4	7,2
Fxaln9	6 – 11	0	Alnxf 22	11 – 6	7,2
Fxaln10	7 – 8	0	Alnxf 23	8 – 7	0
Fxaln11	8 – 12	0	Alnxf 24	12 – 8	7,2
Fxaln12	9 – 12	0	Alnxf 25	12 – 9	7,2
Fxaln13	11 – 12	0	Alnxf 26	12 – 11	0

Tabela 99: Fluxo nos alimentadores existentes

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Fxalv27	10 – 1	14,4	Alvxf30	1 – 10	0
Fxalv28	1 – 2	7,2	Alvxf31	2 – 1	0
Fxalv29	10 – 3	11,52	Alvxf32	3 – 10	0

Tabela 100: Potência fornecida pelas subestações existente e futura respectivamente

Variável	Subestação – nó	Valor (MVA)
Flsbe 33	10	25,92
Flsbf 34	11	27,36
Flsbf 35	12	17,28

Tabela 101: Variáveis de decisão dos alimentadores futuros

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Radi36	10 – 5	0,0	Radi43	4 – 11	1,0
Radi37	3 – 7	0,0	Radi44	6 – 11	1,0
Radi38	1 – 5	0,0	Radi45	7 – 8	0,0
Radi39	2 – 6	0,0	Radi46	8 – 12	1,0
Radi40	5 – 11	1,0	Radi47	9 – 12	1,0
Radi41	6 – 9	0,0	Radi48	11 – 12	0,0
Radi42	3 – 4	0,0			

Tabela 102: Variáveis de decisão da subestação futura

Variável	Subestação	Valor (MVA)
Radi49	11	1,0
Radi50	12	1,0

Tabela 103: Queda de tensão nos alimentadores existentes

Variável	Nó da rede	Valor (V)
Qtns51	1	79,2
Qtns52	2	0
Qtns53	3	31,68

Tabela 104: Queda de tensão nos alimentadores futuros

Variável	Nó da rede	Valor (V)	Variável	Nó da rede	Valor (V)
Qtns54	4	79,2	Qtns57	7	63,3
Qtns55	5	63,3	Qtns58	8	79,2
Qtns56	6	79,2	Qtns59	9	79,2

Tabela 105: Custos referentes a cada estágio do sistema II – 03 cabos

Estágio	Custo (unidades)	Iterações
I	3886	1876
II	423,8	1500
III	485,7	1347

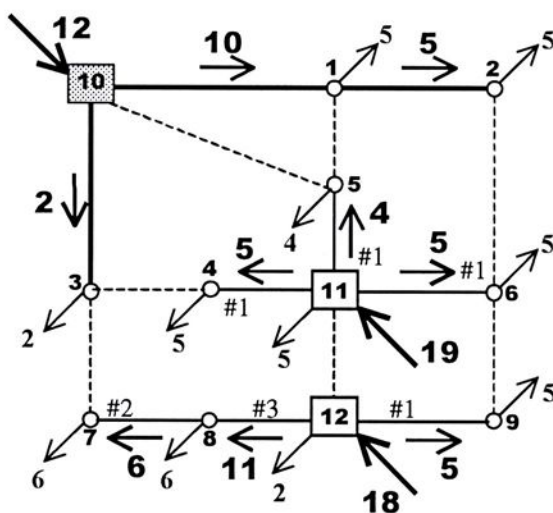


Figura 5.6 (a): Configuração final, sistema II com recondutoramento, estágio I.

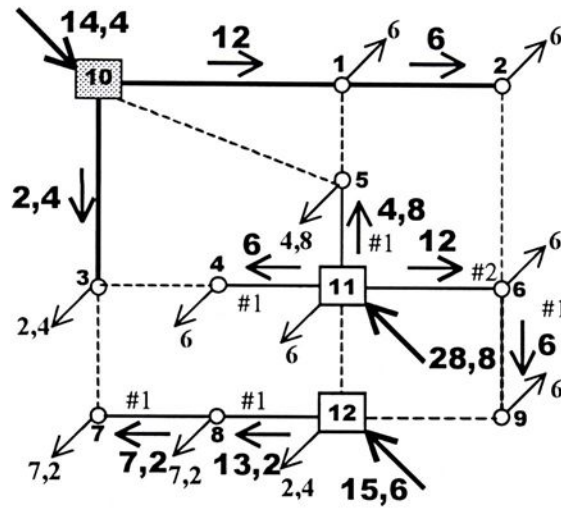


Figura 5.6 (b): Configuração final, sistema II com recondutoramento, estágio II.

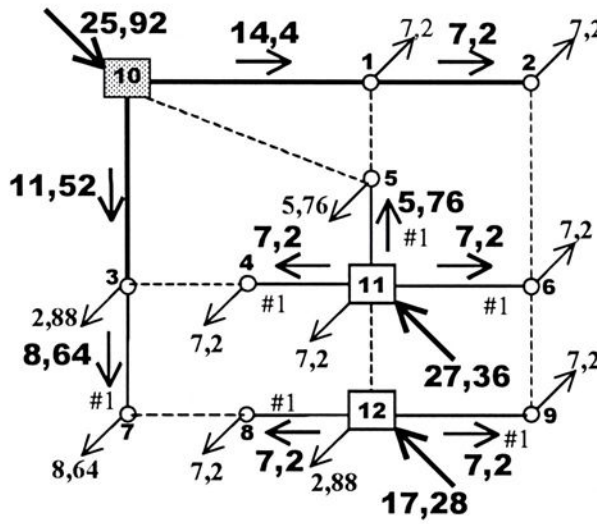


Figura 5.6 (c): Configuração final, sistema II com recondutoramento, estágio III.

5.3 - Sistema III

O terceiro sistema analisado, possui 16 alimentadores existentes (linhas cheias), 45 alimentadores potenciais (linhas pontilhadas), duas subestações existentes e duas subestações futuras, resultando em 54 nós. Na Fig. 5.7 está representada a topologia deste sistema.

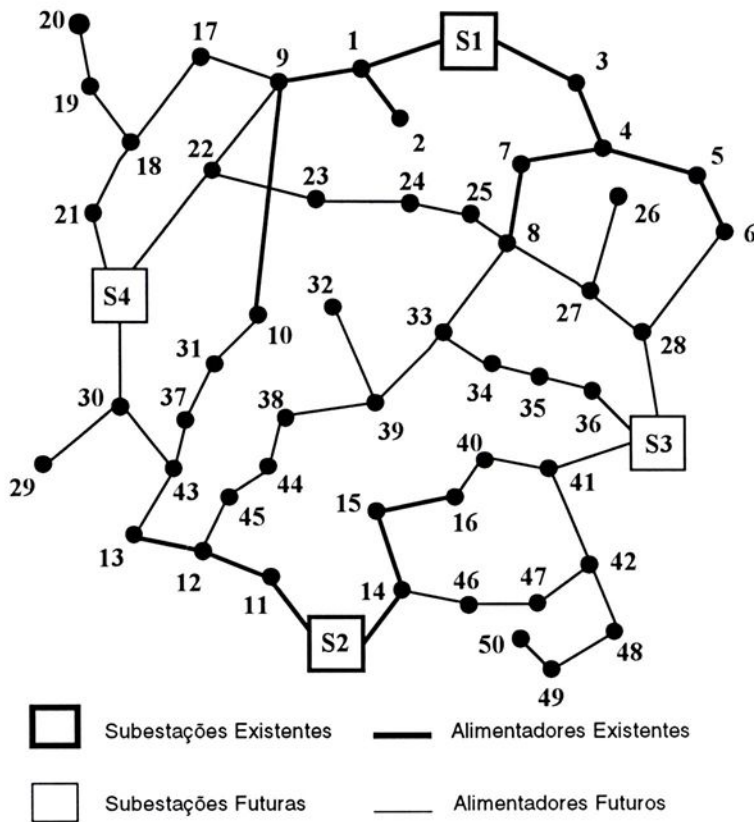


Figura 5.7: Sistema III e sua característica para expansão.

Tabela 106: Dados iniciais das subestações do sistema III

	Subestações	Capacidade (MVA)	Custo Fixo (Unid)
Existentes	S1	33,4	100
	S2	30,0	80
Futuras	S3	22,0	200
	S4	22,0	240
Existentes e Futuros	Alimentadores	20	Ver Tabela 107
	Impedância dos alimentadores	0,3 Ω /km	-

Tabela 107: Dados Iniciais dos alimentadores

Caminho	Distância	Limite Máximo	Custo Fixo (Unid)	Custo Variável (Unid)
S1-01	2.81	20.00	0.00	0.00
S1-03	2.18	20.00	0.00	0.00
01-02	3.12	20.00	0.00	0.00
03-04	3.12	20.00	0.00	0.00
04-05	3.12	20.00	0.00	0.00
05-06	2.50	20.00	0.00	0.00
04-07	2.50	20.00	0.00	0.00
07-08	3.12	20.00	0.00	0.00
01-09	3.43	20.00	0.00	0.00
09-10	7.18	20.00	0.00	0.00
S2-14	3.75	20.00	0.00	0.00
14-15	3.75	20.00	0.00	0.00
15-16	2.81	20.00	0.00	0.00
S2-11	2.81	20.00	0.00	0.00
11-12	3.12	20.00	0.00	0.00
12-13	4.37	20.00	0.00	0.00
08-27	3.75	20.00	70.00	14.60
27-26	3.43	20.00	65.00	12.20
27-28	3.12	20.00	60.00	09.80



06-28	5.00	20.00	100.00	17.00
25-08	2.81	20.00	55.00	09.00
24-25	2.18	20.00	44.00	09.00
23-24	2.81	20.00	55.00	09.00
22-23	3.43	20.00	65.00	14.60
09-22	4.68	20.00	85.00	17.00
09-17	4.30	20.00	80.00	17.00
17-18	4.06	20.00	75.00	13.00
18-19	2.50	20.00	50.00	09.80
19-20	3.12	20.00	60.00	10.60
18-21	3.12	20.00	60.00	11.40
S4-21	2.50	20.00	50.00	09.00
S4-22	3.75	20.00	70.00	14.60
S4-30	2.81	20.00	55.00	09.80
30-29	3.12	20.00	60.00	11.40
30-43	4.06	20.00	75.00	13.80
13-43	3.75	20.00	70.00	12.20
12-45	2.50	20.00	50.00	09.00
45-44	2.18	20.00	44.00	09.00
44-38	3.12	20.00	60.00	12.20
38-39	3.43	20.00	65.00	13.00
39-32	4.06	20.00	75.00	15.40
39-33	2.81	20.00	55.00	09.00
33-08	4.68	20.00	85.00	17.00
33-34	1.87	20.00	40.00	07.40
34-35	2.18	20.00	44.00	09.00
35-36	2.18	20.00	44.00	09.00
S3-36	2.50	20.00	50.00	11.40
S3-28	3.12	20.00	60.00	13.00
43-37	2.50	20.00	50.00	09.00
37-31	1.87	20.00	40.00	07.40
31-10	3.12	20.00	60.00	09.00
40-16	2.50	20.00	50.00	09.80
41-40	2.50	20.00	50.00	09.80
S3-41	3.12	20.00	60.00	13.80
41-42	3.75	20.00	70.00	13.80
42-48	2.50	20.00	50.00	09.00
42-47	3.12	20.00	60.00	11.40
47-46	3.12	20.00	60.00	11.40
46-14	3.43	20.00	65.00	13.00
48-49	3.75	20.00	70.00	13.00
49-50	2.18	20.00	44.00	09.00

Os resultados obtidos para cada estágio simulado, encontram-se nas tabelas 108-113, 114-119 e 120-126.

Estágio I

Tabela 108: Demanda dos pontos de consumo do sistema III (MVA) – estágio I

Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Demanda	3,3	1,1	0,4	1,4	2	0,6	0,2	1,5	1,9	2	0,2	1	0,9	0,8	1	1,3

Barra	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Demanda	0,5	0,9	1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0	0	0,4	0,6	2	0,6	0

Barra	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48
Demanda	1,8	0,9	0	0,2	1	0	0,8	1	0,3	0	0	0,5	0,5	0	0,5	0,5



Barra	49	50	51	52	53	54
Demanda	0	0	2	0,8	0,6	0,3

Tabela 109: Fluxo nos alimentadores futuros

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Fxaln10	9 – 17	0,5	Alnxf 50	8 – 25	1,6
Fxaln12	18 – 19	1,5	Alnxf 51	25 – 24	1,0
Fxaln13	19 – 20	0,5	Alnxf 52	24 – 23	0,5
Fxaln15	S4 – 21	2,9	Alnxf 59	21 – 18	2,4
Fxaln16	S4 – 22	0,5	Alnxf 71	33 – 39	0,8
Fxaln17	S4 – 30	2,6	Alnxf 73	34 – 33	2,6
Fxaln18	30 – 29	0,6	Alnxf 74	35 – 34	3,5
Fxaln21	12 – 45	1,0	Alnxf 75	36 – 35	3,5
Fxaln22	45 – 44	0,5	Alnxf 79	31 – 37	1,0
Fxaln31	S3 – 36	3,7	Alnxf 80	10 – 31	1,6
Fxaln32	S3 – 28	0,4	Alnxf 81	16 – 40	1,0
Fxaln38	S3 – 41	0,8	Alnxf 87	46 – 47	0,5
Fxaln39	41 – 42	0,5	Alnxf 88	14 - 46	0,5
Fxaln40	42 – 48	0,5			

Tabela 110: Fluxo nos Alimentadores Existentes

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Fxalv91	S1 - 1	10,4
Fxalv92	S1 - 3	7,7
Fxalv93	1 - 2	1,1
Fxalv94	3 - 4	7,3
Fxalv95	4 - 5	2,6
Fxalv96	5 - 6	0,6
Fxalv97	4 - 7	3,3
Fxalv98	7 - 8	3,1
Fxalv99	1 - 9	6,0
Fxalv100	9 - 10	3,6
Fxalv101	S2 - 14	4,6
Fxalv102	14 - 15	3,3
Fxalv103	15 - 16	2,3
Fxalv104	S2 - 11	3,1
Fxalv105	11 - 12	2,9
Fxalv106	12 - 13	0,9

Tabela 111: Potência fornecida pelas subestações existente e futura respectivamente

Variável	Subestação – nó	Valor (MVA)
Flsbe 123	S1	20,1
Flsbf 124	S2	8,5
Flsbf 125	S3	5,5
Flsbf 126	S4	6,3

Tabela 112: Variáveis de decisão dos alimentadores futuros

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Radi131	10 - 5	1,0	Radi154	33 - 34	1,0
Radi132	3 - 7	1,0	Radi155	34 - 35	1,0
Radi133	1 - 5	1,0	Radi156	35 - 36	1,0
Radi136	2 - 6	1,0	Radi157	S3 - 36	1,0
Radi138	5 - 11	1,0	Radi158	S3 - 28	1,0
Radi139	6 - 9	1,0	Radi160	37 - 31	1,0
Radi140	18 - 21	1,0	Radi161	31 - 10	1,0
Radi141	S4 - 21	1,0	Radi162	40 - 16	1,0
Radi142	S4 - 22	1,0	Radi164	S3 - 41	1,0
Radi143	S4 - 30	1,0	Radi165	41 - 42	1,0
Radi144	30 - 29	1,0	Radi166	42 - 48	1,0
Radi147	12 - 45	1,0	Radi168	47 - 46	1,0
Radi148	45 - 48	1,0	Radi169	46 - 14	1,0
Radi152	39 - 33	1,0			

Tabela 113: Variáveis de decisão da subestação futura

Variável	Subestação	Valor (MVA)
Radi172	S3	1,0
Radi173	S4	1,0

Estágio II**Tabela 114: Demanda dos pontos de consumo do sistema III (MVA) – estágio II**

Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Demanda	3,96	1,32	0,48	1,68	2,4	0,72	0,24	1,8	2,28	2,4	0,24	1,2	1,08	0,96

Barra	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
Demanda	1,2	1,56	0,6	1,08	1,2	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,72	0	0	0,48

Barra	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42
Demanda	0,72	2,4	0,72	0	0,24	1,08	0	0,24	1,2	0	0,96	1,2	0,36	0

Barra	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54
Demanda	0	0,6	0,6	0	0,6	0,6	0	0	2,4	0,96	0,72	0,36

Tabela 115: Fluxo nos alimentadores futuros

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Fxaln10	9 - 17	0,6	Alnxf 50	8 - 25	1,92
Fxaln12	18 - 19	1,8	Alnxf 51	25 - 24	1,2
Fxaln13	19 - 20	0,6	Alnxf 52	24 - 23	0,6
Fxaln15	S4 - 21	3,48	Alnxf 59	21 - 18	2,88
Fxaln16	S4 - 22	0,6	Alnxf 71	33 - 39	0,96
Fxaln17	S4 - 30	3,12	Alnxf 73	34 - 33	3,12
Fxaln18	30 - 29	0,72	Alnxf 74	35 - 34	4,2
Fxaln21	12 - 45	1,2	Alnxf 75	36 - 35	4,2
Fxaln22	45 - 44	0,6	Alnxf 79	31 - 37	1,2



Fxaln31	S3 - 36	4,44	Alnxf 80	10 - 31	19,2
Fxaln32	S3 - 28	0,48	Alnxf 81	16 - 40	1,2
Fxaln38	S3 - 41	0,96	Alnxf 87	46 - 47	0,6
Fxaln39	41 - 42	0,6	Alnxf 88	14 - 46	0,6
Fxaln40	42 - 48	0,6			

Tabela 116: Fluxo nos alimentadores existentes

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Fxalv91	S1 - 1	12,48
Fxalv92	S1 - 3	9,24
Fxalv93	1 - 2	13,2
Fxalv94	3 - 4	8,76
Fxalv95	4 - 5	3,12
Fxalv96	5 - 6	0,72
Fxalv97	4 - 7	3,96
Fxalv98	7 - 8	3,72
Fxalv99	1 - 9	0,72
Fxalv100	9 - 10	4,32
Fxalv101	S2 - 14	5,52
Fxalv102	14 - 15	3,96
Fxalv103	15 - 16	2,76
Fxalv104	S2 - 11	3,72
Fxalv105	11 - 12	3,48
Fxalv106	12 - 13	1,08

Tabela 117: Potência fornecida pelas subestações existente e futura respectivamente

Variável	Subestação - nó	Valor (MVA)
Flsbe 123	S1	24,12
Flsbf 124	S2	10,20
Flsbf 125	S3	6,60
Flsbf 126	S4	7,56

Tabela 118: Variáveis de decisão dos alimentadores futuros

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Radi131	10 - 5	1,0	Radi154	33 - 34	1,0
Radi132	3 - 7	1,0	Radi155	34 - 35	1,0
Radi133	1 - 5	1,0	Radi156	35 - 36	1,0
Radi136	2 - 6	1,0	Radi157	S3 - 36	1,0
Radi138	5 - 11	1,0	Radi158	S3 - 28	1,0
Radi139	6 - 9	1,0	Radi160	37 - 31	1,0
Radi140	18 - 21	1,0	Radi161	31 - 10	1,0
Radi141	S4 - 21	1,0	Radi162	40 - 16	1,0
Radi142	S4 - 22	1,0	Radi164	S3 - 41	1,0
Radi143	S4 - 30	1,0	Radi165	41 - 42	1,0
Radi144	30 - 29	1,0	Radi166	42 - 48	1,0
Radi147	12 - 45	1,0	Radi168	47 - 46	1,0
Radi148	45 - 48	1,0	Radi169	46 - 14	1,0
Radi152	39 - 33	1,0			

Tabela 119: Variáveis de decisão da subestação futura

Variável	Subestação	Valor (MVA)
Radi172	S3	1,0
Radi173	S4	1,0

Estágio III**Tabela 120:** Demanda dos pontos de consumo do sistema III (MVA) – estágio III

Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Demanda	4,752	1,584	0,576	2,016	2,88	0,864	0,288	0,216	2,736	2,88	0,288	1,44	1,296	1,152

Barra	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
Demanda	1,44	1,872	0,72	1,296	1,44	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,864	0	0	0,576

Barra	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42
Demanda	0,864	2,88	0,864	0	2,592	1,296	0	2,88	1,44	0	1,152	1,44	0,432	0

Barra	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54
Demanda	0	0,72	0,72	0	0,72	0,72	0	0	2,88	11,52	0,864	0,432

Tabela 121: Fluxo nos alimentadores futuros

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Fxaln10	9 – 17	0,72	Alnxf 50	8 – 25	2,304
Fxaln12	18 – 19	2,16	Alnxf 51	25 – 24	1,44
Fxaln13	19 – 20	0,72	Alnxf 52	24 – 23	0,72
Fxaln15	S4 – 21	4,176	Alnxf 59	21 – 18	3,456
Fxaln16	S4 – 22	0,72	Alnxf 71	33 – 39	1,152
Fxaln17	S4 – 30	3,744	Alnxf 73	34 – 33	3,744
Fxaln18	30 – 29	0,864	Alnxf 74	35 – 34	0,504
Fxaln21	12 – 45	1,44	Alnxf 75	36 – 35	0,504
Fxaln22	45 – 44	0,72	Alnxf 79	31 – 37	1,44
Fxaln31	S3 – 36	5,328	Alnxf 80	10 – 31	2,304
Fxaln32	S3 – 28	0,576	Alnxf 81	16 – 40	1,44
Fxaln38	S3 – 41	1,152	Alnxf 87	46 – 47	0,72
Fxaln39	41 – 42	0,72	Alnxf 88	14 - 46	0,72
Fxaln40	42 – 48	0,72			

Tabela 122: Fluxo nos alimentadores existentes

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Fxalv91	S1 - 1	14,976
Fxalv92	S1 - 3	11,088
Fxalv93	1 - 2	1,584
Fxalv94	3 - 4	10,512
Fxalv95	4 - 5	3,744
Fxalv96	5 - 6	0,864
Fxalv97	4 - 7	4,752
Fxalv98	7 - 8	4,464



Fxalv99	1 - 9	8,64
Fxalv100	9 - 10	5,184
Fxalv101	S2 - 14	6,624
Fxalv102	14 - 15	4,752
Fxalv103	15 - 16	3,312
Fxalv104	S2 - 11	4,464
Fxalv105	11 - 12	4,176
Fxalv106	12 - 13	1,296

Tabela 123: Potência fornecida pelas subestações existente e futura respectivamente

Variável	Subestação – nó	Valor (MVA)
Flsbe 123	S1	28,944
Flsbf 124	S2	12,24
Flsbf 125	S3	7,920
Flsbf 126	S4	9,072

Tabela 124: Variáveis de decisão dos alimentadores futuros

Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)	Variável	Trecho da rede	Valor (MVA)
Radi131	10 - 5	1,0	Radi154	33 - 34	1,0
Radi132	3 - 7	1,0	Radi155	34 - 35	1,0
Radi133	1 - 5	1,0	Radi156	35 - 36	1,0
Radi136	2 - 6	1,0	Radi157	S3 - 36	1,0
Radi138	5 - 11	1,0	Radi158	S3 - 28	1,0
Radi139	6 - 9	1,0	Radi160	37 - 31	1,0
Radi140	18 - 21	1,0	Radi161	31 - 10	1,0
Radi141	S4 - 21	1,0	Radi162	40 - 16	1,0
Radi142	S4 - 22	1,0	Radi164	S3 - 41	1,0
Radi143	S4 - 30	1,0	Radi165	41 - 42	1,0
Radi144	30 - 29	1,0	Radi166	42 - 48	1,0
Radi147	12 - 45	1,0	Radi168	47 - 46	1,0
Radi148	45 - 48	1,0	Radi169	46 - 14	1,0
Radi152	39 - 33	1,0			

Tabela 125: Variáveis de decisão da subestação futura

Variável	Subestação	Valor (MVA)
Radi172	S3	1,0
Radi173	S4	1,0

Tabela 126: Custos referentes a cada estágio do sistema III

Estágio	Custo (unidades)	Iterações
I	353972640	6885
II	424766784	6632
III	509719776	5815

O aumento de demanda entre os estágios é de 20% em relação ao estágio anterior. Na Fig. 5.8 (a), (b), (c) está representada a topologia desta rede para cada uma dos estágios estudados.

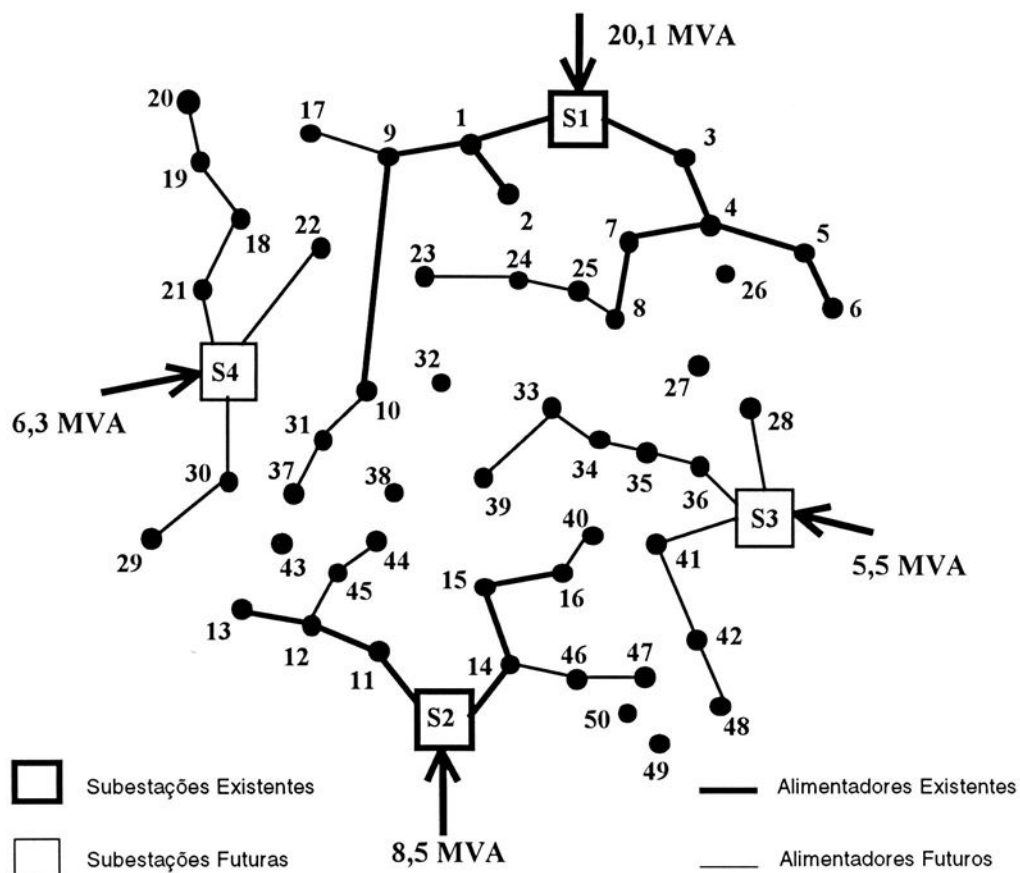


Figura 5.8 (a): Configuração final, sistema III, estágio I.

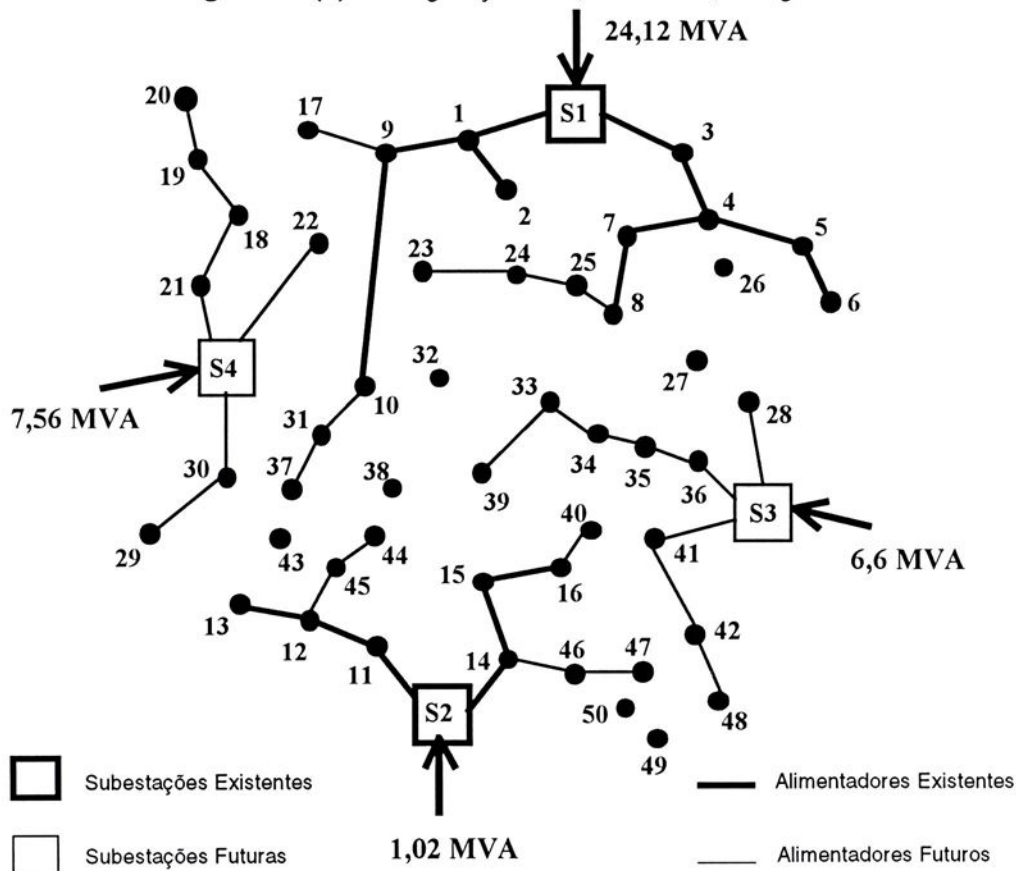


Figura 5.8 (b): Configuração final, sistema III, estágio II.

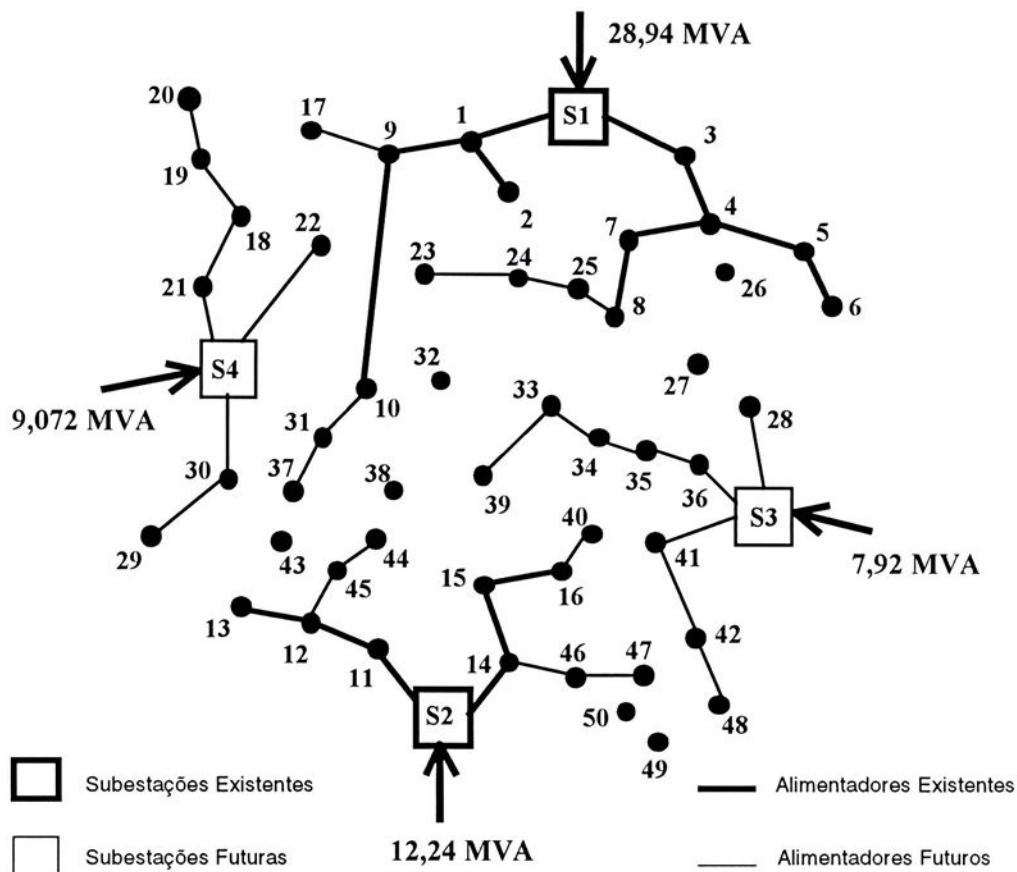


Figura 5.8 (c): Configuração final, sistema III, estágio III.

5.4 – Comentários sobre os Testes

Nesta seção serão comentados os resultados obtidos com os sistemas simulados considerando-se diferentes condições de teste.

Sistema I – sem recondutoramento

As soluções encontradas nos três estágios atendem as expectativas do programa computacional implementado. Apenas o estágio 2 mostrou um caminho diferente dos demais para atender as cargas. Quanto mais carregado o sistema, mais rápida a convergência do algoritmo. O problema linear referente a modelagem torna-se mais restrito, resultando na redução do espaço de busca e na convergência mais rápida do algoritmo.

Sistema I – com recondutoramento

As configurações obtidas são semelhantes entre os estágios, alterando-se apenas as bitolas dos cabos com o aumento da demanda. No estágio III, a configuração final utilizou apenas o cabo de #3, nos trechos construídos.

Os custos nos primeiros estágios (para ambas situações descritas acima), são maiores em relação aos outros estágios pois considera-se apenas o custo da subestação no momento da



sua alocação. Nos segundos e terceiros estágios, esse valor não é mais considerado e o custo final diminui.

Sistema II – sem recondutoramento

No primeiro estágio, apenas a segunda subestação (nó 12) foi incluída no sistema, pois seu custo de alocação é menor em relação a subestação localizada no nó 11. Não havia demanda suficiente para planejar a construção das duas subestações. A partir do segundo estágio, com o aumento da carga, fez-se necessário a construção da outra subestação.

Sistema II – com recondutoramento

As configurações finais são semelhantes ao sistema II sem recondutoramento. A diferença marcante refere-se apenas ao primeiro estágio, onde as duas subestações já foram construídas e nos outros estágios o custo final foi muito baixo.

Sistema III – sem recondutoramento

O sistema III manteve a topologia semelhante a literatura pesquisada nos estágios de planejamento 2 e 3. Com relação ao primeiro estágio a solução encontrada difere em alguns trechos com relação a referência [6].



VII - Conclusões

A formulação do problema de planejamento da distribuição apresentada, demonstra a possibilidade de modelar um problema real em um modelo matemático, e mesmo com os limites impostos pelos parâmetros existentes no cenário real, geralmente encontram-se soluções satisfatórias para o problema.

Neste trabalho foi proposto e implementado um algoritmo de *Branch-and-Bound* dedicado à solução do problema de expansão de redes de distribuição. A particularidade deste algoritmo, que utiliza heurística para gerar solução incumbente de boa qualidade, e restrições de corte de configurações que garantam a radialidade da rede planejada; permitem obter um bom desempenho da metodologia proposta e a simulação de sistemas com um grande número de variáveis de decisão, considerando-se vários cenários e possibilidades que durante o processo de busca possam ser analisados diferentes tipos de recursos possíveis de serem alocados.

Os resultados obtidos com as simulações dos sistemas apresentados, comprovam a eficiência do programa computacional desenvolvido a partir do algoritmo proposto. Em todas as simulações realizadas não ocorreram conflitos entre as subestações nas configurações ótimas propostas, mantendo-se a radialidade do sistema. A metodologia apresentada neste trabalho é adequada para implementação em máquinas de memória distribuída, permitindo expandir o espaço de busca, sofisticar a modelagem do problema e ao mesmo tempo reduzir o tempo computacional.

Para desenvolvimento de trabalhos futuros, sugere-se:

- Incorporar os conceitos de pseudo-custos [12,13] na metodologia de *Branch-and-Bound* com vistas a torná-la mais eficiente;



- Incluir saída gráfica de resultados com análise técnico-econômica. Uma ferramenta com essas características, permite ao engenheiro do setor de planejamento tornar decisões mais seguras na expansão da rede.
- Tornar a metodologia utilizada neste trabalho, viável para simulação de sistemas reais, considerando automaticamente os principais aspectos envolvidos no problema de planejamento: recondutoramento, queda de tensão, radialidade, crescimento desordenado da demanda.
- Desenvolvimento e implementação de um modelo de programação em máquinas de memória distribuída.



Referências

- [1]G.L. Thompson, D.L. Wall: “A *Branch-and-Bound* Model for Choosing Optimal Substation Locations”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, nº 5, May 1981.
- [2]S.K. Khator, L.C. Leung: “Power Distribution Planning: A Review of Models and Issues”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, nº 3, August 1997, pp 1151-1159
- [3]R.R.J. Ignacio, A.L.B. José: “Genetic Algorithms applied to Design of Large Power Distribuiton Systems”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, nº 2, May 1998, pp 696-703.
- [4]M. Ponnavaikko, K.S. Prakasa Rao, S.S. Vekata: “Distribution System Planning Through a Quadratic Mixed Integer Programming Approach”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. PWRD-2, nº 4, October 1987, pp 1157 – 1163.
- [5]K. Nelson: “Electrical Distribution Systems Planning Using Multiobjective and Fuzzy Mathematical Programming”, Thesis presented in the Queen Mary and Westfield College, University London, October 1992.
- [6]P.B.L. Miguel: “Algoritmos Genéticos no Planeamento da Expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Eléctrica”, Dissertação submetida a Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Outubro 1993.
- [7]H. Crowder, E.L. Jhonson, M. Padberg: “Solving Large-Scale Zero-One Linear Programming Problems”, Operations Research, 31, pp 803-834, 1983.
- [8]E.L. Jhonson, M.M. Kostreva, U. H. Suhl: “Solving 0-1 Integer Programming Problems Arising from Large Scale Planning Models”, Operations Research, 33, pp 803-819, 1985.



- [9]T.J. Van Roy, L. Wosley: "Solving Mixed 0-1 Integer Programs by Automatic Reformulation", Operations Research, 35, pp 45-57, 1987.
- [10]K. Nelson, B. C. Mariângela: "Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição utilizando Programação Matemática Probabilística" (MELHORAR)
- [11]H.A Taha, "Integer Programming Theory, Applications and Computations", Department of Industrial Engineering, University of Arkansas Fayetteville, 1975
- [12]M. Benichou, J.M. Gauthier, P. Girodet, G. Hentges, G. Ribiere, O Vicent: "Experiments in Mixed-Integer Linear Programming", 1970.
- [13]J.M. Gauthier, G. Ribiere: Experiments in Mixed-Integer Linear Programming Using Pseudo-Costs, Mathematical Programming 12 (1977) 26-47, North-Holland Publishing Company.
- [14]M.A. Bruce, S.A. Michael: MINOS 5.4 – User's Guide, Technical Report SOL 83-20R, December 1983, Revised Jan 1987, Mar 1993, Feb 1995.



Apêndice A – Exemplo de Formulação do Problema de Planejamento

Seja o seguinte sistema:

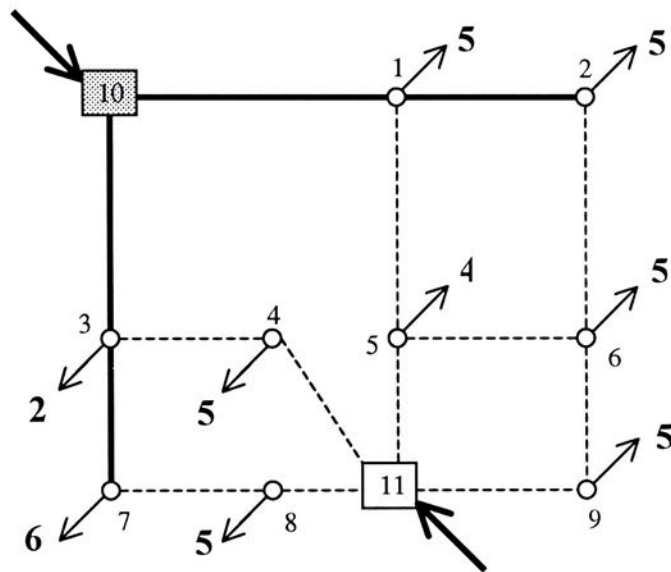


Figura A1: Sistema Hipotético utilizado para formulação.

Função objetivo:

$$\sum_{\tau=1}^H k_{\tau} \left[\sum_{ij \in \Omega_{fj}} \sum_{k \in \Omega_{ij}} (\delta_{ij,k,\tau} C_{ij,k}) + \sum_{i \in \Omega_s} \sum_{k \in \Omega_{di}} (\delta_{s_i,k,\tau} C_{i,k}) + \sum_{ij \in \Omega_f} \sum_{k \in \Omega_{ij}} \sum_{p \in \Omega_{ij}} [(X_{ij,k,p,\tau} + X_{ji,k,p,\tau}) C'_{ij,k,p}] + \sum_{i \in \Omega_s} \sum_{k \in \Omega_{di}} \sum_{p \in \Omega'_{di}} (A_{i,k,p,\tau} C'_{i,k,p}) \right]$$

$$\begin{aligned} & \delta_{b1b5,1,1} C_{b1b5,1} + \delta_{b2b6,1,1} C_{b2b6,1} + \delta_{b5b6,1,1} C_{b5b6,1} + \delta_{b5s11,1,1} C_{b5s11,1} + \delta_{b6b9,1,1} C_{b6b9,1} + \delta_{b3b4,1,1} C_{b3b4,1} \\ & + \delta_{b4s11,1,1} C_{b4s11,1} + \delta_{b7b8,1,1} C_{b7b8,1} + \delta_{b8s11,1,1} C_{b8s11,1} + \delta_{b9s11,1,1} C_{b9s11,1} + \\ & \delta_{s11,1,1} C_{11,1} + (X_{s10b1,1,1} + X_{b1s10,1,1,1}) C'_{s20b1,1,1} + (X_{b1b2,1,1,1} + X_{b2b1,1,1,1}) C'_{b1b2,1,1,1} + (X_{b1b5,1,1,1} + \\ & X_{b5b1,1,1,1}) C'_{b5b1,1,1,1} + (X_{b2b6,1,1,1} + X_{b6b2,1,1,1}) C'_{b2b6,1,1,1} + (X_{b5b6,1,1,1} + X_{b6b5,1,1,1}) C'_{b5b6,1,1,1} + \\ & (X_{b5s21,1,1,1} + X_{s21b5,1,1,1}) C'_{s11b5,1,1,1} + (X_{b6b9,1,1,1} + X_{b9b6,1,1,1}) C'_{b6b9,1,1,1} + (X_{s11b9,1,1,1} + \\ & X_{b9s11,1,1,1}) C'_{b9s11,1,1,1} + (X_{s10b3,1,1,1} + X_{b3s10,1,1,1}) C'_{b3s10,1,1,1} + (X_{b3b4,1,1,1} + X_{b4b3,1,1,1}) C'_{b3b4,1,1,1} + \\ & (X_{b4s11,1,1,1} + X_{s11b4,1,1,1}) C'_{b4s11,1,1,1} + (X_{b3b7,1,1,1} + X_{b7b3,1,1,1}) C'_{b3b7,1,1,1} + (X_{b7b8,1,1,1} + \\ & X_{b8b7,1,1,1}) C'_{b7b8,1,1,1} + (X_{b8s11,1,1,1} + X_{s11b8,1,1,1}) C'_{b8s11,1,1,1} + A_{s11,1,1,1} C'_{s11,1,1} \\ & 40. \delta_{b1b5,1,1} + 40. \delta_{b2b6,1,1} + 20. \delta_{b5b6,1,1} + 20. \delta_{b5s11,1,1} + 20. \delta_{b6b9,1,1} + 20. \delta_{b3b4,1,1} + 30. \delta_{b4s11,1,1} + \\ & 20. \delta_{b7b8,1,1} + 20. \delta_{b8s11,1,1} + 20. \delta_{b9s11,1,1} + 400. \delta_{s11,1,1} + 0.000008. (X_{s10b1,1,1} + X_{b1s10,1,1,1}) + \\ & 4. (X_{b1b2,1,1,1} + X_{b2b1,1,1,1}) + 0.000008. (X_{b1b5,1,1,1} + X_{b5b1,1,1,1}) + 0.000008. (X_{b2b6,1,1,1} + X_{b6b2,1,1,1}) + \\ & 0.000004. (X_{b5b6,1,1,1} + X_{b6b5,1,1,1}) + 0.000004. (X_{b5s11,1,1,1} + X_{s11b5,1,1,1}) + 0.000004. (X_{b6b9,1,1,1} + \\ & X_{b9b6,1,1,1}) + 0.000004. (X_{s11b9,1,1,1} + X_{b9s11,1,1,1}) + 4. (X_{s10b3,1,1,1} + X_{b3s10,1,1,1}) + \end{aligned}$$



$$0.000004.(X_{b3b4,1,1,1} + X_{b4b3,1,1,1}) + 0.000006.(X_{b4s11,1,1,1} + X_{s11b4,1,1,1}) + 0.000008.(X_{b3b7,1,1,1} + X_{b7b3,1,1,1}) + 4.(X_{b7b8,1,1,1} + X_{b8b7,1,1,1}) + 0.000004.(X_{b8s11,1,1,1} + X_{s11b8,1,1,1}) + 0.A_{s11,1,1,1}$$

Lei de Kirchhoff: $\sum_{j \in \Omega_i} \sum_{k \in \Omega_{ij}} \sum_{p \in \Omega'_{ij}} (X_{ij,k,p,t} - X_{ji,k,p,t}) - D_{i,t} + \sum_{k \in \Omega_{si}} \sum_{p \in \Omega'_{si}} (A_{i,k,p,t}) = 0$

$$(X_{b1b2,1,1,1} - X_{b2b1,1,1,1}) + (X_{b1b5,1,1,1} - X_{b5b1,1,1,1}) + D_{b1,1} = 0$$

$$(X_{b2b1,1,1,1} - X_{b1b2,1,1,1}) + (X_{b2b6,1,1,1} - X_{b6b2,1,1,1}) + D_{b2,1} = 0$$

$$(X_{b3b7,1,1,1} - X_{b7b3,1,1,1}) + (X_{b3b4,1,1,1} - X_{b4b3,1,1,1}) + (X_{b3s10,1,1,1} - X_{s10b3,1,1,1}) + D_{b3,1} = 0$$

$$(X_{b4s11,1,1,1} - X_{s11b4,1,1,1}) + (X_{b4b3,1,1,1} - X_{b3b4,1,1,1}) + D_{b4,1} = 0$$

$$(X_{b5b1,1,1,1} - X_{b1b5,1,1,1}) + (X_{b5b6,1,1,1} - X_{b6b5,1,1,1}) + (X_{b5s11,1,1,1} - X_{s11b5,1,1,1}) + D_{b5,1} = 0$$

$$(X_{b6b5,1,1,1} - X_{b5b6,1,1,1}) + (X_{b6b2,1,1,1} - X_{b2b6,1,1,1}) + (X_{b6b9,1,1,1} - X_{b9b6,1,1,1}) + D_{b6,1} = 0$$

$$(X_{b7b8,1,1,1} - X_{b8b7,1,1,1}) + (X_{b7b3,1,1,1} - X_{b3b7,1,1,1}) + D_{b7,1} = 0$$

$$(X_{b8s11,1,1,1} - X_{s11b8,1,1,1}) + (X_{b8b7,1,1,1} - X_{b7b8,1,1,1}) + D_{b8,1} = 0$$

$$(X_{b9s11,1,1,1} - X_{s11b9,1,1,1}) + (X_{b9b6,1,1,1} - X_{b6b9,1,1,1}) + D_{b9,1} = 0$$

$$(X_{s10b1,1,1,1} - X_{b1s10,1,1,1}) + (X_{s10b3,1,1,1} - X_{b3s10,1,1,1}) + D_{b3,1} + A_{b3,1,1,1} = 0$$

$$(X_{s11b5,1,1,1} - X_{b5s11,1,1,1}) + (X_{s11b9,1,1,1} - X_{b9s11,1,1,1}) + (X_{s11b4,1,1,1} - X_{b4s11,1,1,1}) + (X_{s11b8,1,1,1} - X_{b8s11,1,1,1}) + D_{s11,1} + A_{s11,1,1,1} = 0$$

Máximo Fluxo de Potência:

Alimentadores Existentes: $X_{ij,k,p,t} + X_{ji,k,p,t} \leq M_{ij,k,p}$

$$X_{s10b3,1,1} + X_{b3s10,1,1} \leq 20.10^6$$

$$X_{b1b2,1,1} + X_{b2b1,1,1} \leq 20.10^6$$

$$X_{b3b7,1,1} + X_{b7b3,1,1} \leq 20.10^6$$

Alimentadores Futuros: $X_{ij,k,p,t} + X_{ji,k,p,t} \leq M_{ij,k,p} \sum_{\tau=1}^t \delta_{ij,k,\tau}$ $ij \in \Omega_{fn}$; $k \in \Omega_{ij}$; $p \in \Omega'_{ij}$

$$X_{b1b5,1,1} + X_{b5b1,1,1} \leq 20.10^6 \cdot \delta_{b1b5,1,1}$$

$$X_{b2b6,1,1} + X_{b6b2,1,1} \leq 20.10^6 \cdot \delta_{b2b6,1,1}$$

$$X_{b5b6,1,1} + X_{b6b5,1,1} \leq 20.10^6 \cdot \delta_{b5b6,1,1}$$

$$X_{b5s11,1,1} + X_{s11b5,1,1} \leq 20.10^6 \cdot \delta_{b5s11,1,1}$$

$$X_{b6b9,1,1} + X_{b9b6,1,1} \leq 20.10^6 \cdot \delta_{b6b9,1,1}$$

$$X_{b3b4,1,1} + X_{b4b3,1,1} \leq 20.10^6 \cdot \delta_{b3b4,1,1}$$

$$X_{b4s11,1,1} + X_{s11b4,1,1} \leq 20.10^6 \cdot \delta_{b4s11,1,1}$$

$$X_{b7b8,1,1} + X_{b8b7,1,1} \leq 20.10^6 \cdot \delta_{b7b8,1,1}$$

$$X_{b8s11,1,1} + X_{s11b8,1,1} \leq 20.10^6 \cdot \delta_{b8s11,1,1}$$

$$X_{b9s11,1,1} + X_{s11b9,1,1} \leq 20.10^6 \cdot \delta_{b9s11,1,1}$$

Restrição de Máximo Fluxo para subestações futuras

$$A_{i,k,p,t} \leq Ms_{i,k,p} \sum_{\tau=1}^t \delta_{ij,k,\tau} \quad i \in \Omega_s; k \in \Omega_{si}; p \in \Omega_{si} \quad \tau = 1,2,3$$

$$A_{s11,1,1,1} - 60.10^6 \cdot \delta_{s11,1,1} \leq 0$$

$$\text{Radialidade: } n_{fex} + \left[\sum_{\tau=1}^t \sum_{ij \in \Omega_{fn}} \sum_{k \in \Omega_{ij}} (\delta_{ij,k,\tau}) \right] \leq n - n_{sex} - \left[\sum_{\tau=1}^t \sum_{i \in \Omega_{sm}} \sum_{k \in \Omega_{si}} (\delta_{ij,k,\tau}) \right] \quad t = 1, \dots, H$$

$$4 + [\delta_{b1b5,1,1} + \delta_{b2b6,1,1} + \delta_{b5b6,1,1} + \delta_{b5s11,1,1} + \delta_{b6b9,1,1} + \delta_{b3b4,1,1} + \delta_{b4s11,1,1} + \delta_{b7b8,1,1} + \delta_{b8s11,1,1} + \delta_{b9s11,1,1}] \leq 11 - 1 - [\delta_{s11,1,1}]$$

Queda de Tensão

Alimentadores Existentes:

$$\Delta V_{i,t} - \Delta V_{j,t} - \sum_{k \in \Omega_{ij}} \sum_{p \in \Omega'_{ij}} Z_{ij,k} (X_{ij,k,p,t} - X_{ji,k,p,t}) \leq 0$$

$$\Delta V_{s10,1} - \Delta V_{b1,1} - Z_{s10b1,1} (X_{s10b1,1,1,1} - X_{b1s10,1,1,1}) \leq 0$$

$$\Delta V_{b1,1} - \Delta V_{b2,1} - Z_{b1b2,1} (X_{b1b2,1,1,1} - X_{b2b1,1,1,1}) \leq 0$$

$$\Delta V_{s10,1} - \Delta V_{b3,1} - Z_{s10b3,1} (X_{s10b3,1,1,1} - X_{b3s10,1,1,1}) \leq 0$$

$$\Delta V_{b3,1} - \Delta V_{b7,1} - Z_{b3b7,1} (X_{b3b7,1,1,1} - X_{b7b3,1,1,1}) \leq 0$$

$$\Delta V_{i,t} - \Delta V_{j,t} - \sum_{k \in \Omega_{ij}} \sum_{p \in \Omega'_{ij}} Z_{ij,k} (X_{ij,k,p,t} - X_{ji,k,p,t}) \geq 0$$

$$\Delta V_{s10,1} - \Delta V_{b1,1} - Z_{s10b1,1} (X_{s10b1,1,1,1} - X_{b1s10,1,1,1}) \geq 0$$

$$\Delta V_{b1,1} - \Delta V_{b2,1} - Z_{b1b2,1} (X_{b1b2,1,1,1} - X_{b2b1,1,1,1}) \geq 0$$

$$\Delta V_{s10,1} - \Delta V_{b3,1} - Z_{s10b3,1} (X_{s10b3,1,1,1} - X_{b3s10,1,1,1}) \geq 0$$

$$\Delta V_{b3,1} - \Delta V_{b7,1} - Z_{b3b7,1} (X_{b3b7,1,1,1} - X_{b7b3,1,1,1}) \geq 0$$

Alimentadores Futuros:

$$\Delta V_{i,t} - \Delta V_{j,t} - \sum_{k \in \Omega_{ij}} \sum_{p \in \Omega'_{ij}} Z_{ij,k} (X_{ij,k,p,t} - X_{ji,k,p,t}) \leq \left[1 - \sum_{\tau=1}^t \sum_{k \in \Omega_{ij}} (\delta_{ij,k,\tau}) \right] M \quad ij \in \Omega_{fn}$$

$$\begin{aligned} \Delta V_{b1,1} - \Delta V_{b5,1} - Z_{b1b5,1} (X_{b1b5,1,1,1} - X_{b5b1,1,1,1}) - M \cdot \delta_{b1b5,1} &\leq M \\ \Delta V_{b2,1} - \Delta V_{b6,1} - Z_{b2b6,1} (X_{b2b6,1,1,1} - X_{b6b2,1,1,1}) - M \cdot \delta_{b2b6,1} &\leq M \\ \Delta V_{b5,1} - \Delta V_{b6,1} - Z_{b5b6,1} (X_{b5b6,1,1,1} - X_{b6b5,1,1,1}) - M \cdot \delta_{b5b6,1} &\leq M \\ \Delta V_{b5,1} - \Delta V_{s11,1} - Z_{b5s11,1} (X_{b5s11,1,1,1} - X_{s11b5,1,1,1}) - M \cdot \delta_{b5s11,1} &\leq M \\ \Delta V_{b6,1} - \Delta V_{b9,1} - Z_{b6b9,1} (X_{b6b9,1,1,1} - X_{b9b6,1,1,1}) - M \cdot \delta_{b6b9,1} &\leq M \\ \Delta V_{b3,1} - \Delta V_{b4,1} - Z_{b3b4,1} (X_{b3b4,1,1,1} - X_{b4b3,1,1,1}) - M \cdot \delta_{b3b4,1} &\leq M \\ \Delta V_{b4,1} - \Delta V_{s11,1} - Z_{b4s11,1} (X_{b4s11,1,1,1} - X_{s11b4,1,1,1}) - M \cdot \delta_{b4s11,1} &\leq M \\ \Delta V_{b7,1} - \Delta V_{b8,1} - Z_{b7b8,1} (X_{b7b8,1,1,1} - X_{b8b7,1,1,1}) - M \cdot \delta_{b7b8,1} &\leq M \\ \Delta V_{b8,1} - \Delta V_{s11,1} - Z_{b8s11,1} (X_{b8s11,1,1,1} - X_{s11b8,1,1,1}) - M \cdot \delta_{b8s11,1} &\leq M \\ \Delta V_{b9,1} - \Delta V_{s11,1} - Z_{b9s11,1} (X_{b9s11,1,1,1} - X_{s11b9,1,1,1}) - M \cdot \delta_{b9s11,1} &\leq M \end{aligned}$$

$$\Delta V_{i,t} - \Delta V_{j,t} - \sum_{k \in \Omega_{ij}} \sum_{p \in \Omega'_{ij}} Z_{ij,k} (X_{ij,k,p,t} - X_{ji,k,p,t}) \geq \left[\sum_{\tau=1}^t \sum_{k \in \Omega_{ij}} (\delta_{ij,k,\tau}) - 1 \right] M \quad ij \in \Omega_{fn}$$

$$\begin{aligned} \Delta V_{b1,1} - \Delta V_{b5,1} - Z_{b1b5,1} (X_{b1b5,1,1,1} - X_{b5b1,1,1,1}) + M \cdot \delta_{b1b5,1} &\geq -M \\ \Delta V_{b2,1} - \Delta V_{b6,1} - Z_{b2b6,1} (X_{b2b6,1,1,1} - X_{b6b2,1,1,1}) + M \cdot \delta_{b2b6,1} &\geq -M \\ \Delta V_{b5,1} - \Delta V_{b6,1} - Z_{b5b6,1} (X_{b5b6,1,1,1} - X_{b6b5,1,1,1}) + M \cdot \delta_{b5b6,1} &\geq -M \\ \Delta V_{b5,1} - \Delta V_{s11,1} - Z_{b5s11,1} (X_{b5s11,1,1,1} - X_{s11b5,1,1,1}) + M \cdot \delta_{b5s11,1} &\geq -M \\ \Delta V_{b6,1} - \Delta V_{b9,1} - Z_{b6b9,1} (X_{b6b9,1,1,1} - X_{b9b6,1,1,1}) + M \cdot \delta_{b6b9,1} &\geq -M \\ \Delta V_{b3,1} - \Delta V_{b4,1} - Z_{b3b4,1} (X_{b3b4,1,1,1} - X_{b4b3,1,1,1}) + M \cdot \delta_{b3b4,1} &\geq -M \\ \Delta V_{b4,1} - \Delta V_{s11,1} - Z_{b4s11,1} (X_{b4s11,1,1,1} - X_{s11b4,1,1,1}) + M \cdot \delta_{b4s11,1} &\geq -M \\ \Delta V_{b7,1} - \Delta V_{b8,1} - Z_{b7b8,1} (X_{b7b8,1,1,1} - X_{b8b7,1,1,1}) + M \cdot \delta_{b7b8,1} &\geq -M \\ \Delta V_{b8,1} - \Delta V_{s11,1} - Z_{b8s11,1} (X_{b8s11,1,1,1} - X_{s11b8,1,1,1}) + M \cdot \delta_{b8s11,1} &\geq -M \\ \Delta V_{b9,1} - \Delta V_{s11,1} - Z_{b9s11,1} (X_{b9s11,1,1,1} - X_{s11b9,1,1,1}) + M \cdot \delta_{b9s11,1} &\geq -M \end{aligned}$$

Queda de tensão na subestação futura

$$\Delta V_{i,j} \leq \left[1 - \sum_{\tau=1}^t \sum_{k \in \Omega_{si}} (\delta s_{i,k,\tau}) \right] \Delta V_{mx} \quad i \in \Omega_{sn}$$
$$\Delta V_{s11,1} \leq [1 - \delta_{s11,1,1}] 550$$

Restrições

Restrição de Máximo Fluxo para cada alimentador

$$X_{ij,k,p,t} \leq M_{ij,k,p}$$

$$X_{s10b1,1,1} \leq 20 \cdot 10^6$$

$$X_{b1b2,1,1} \leq 20 \cdot 10^6$$

$$X_{s10b3,1,1} \leq 20 \cdot 10^6$$

$$X_{b3b7,1,1} \leq 20 \cdot 10^6$$

$$X_{b1b5,1,1} \leq 20 \cdot 10^6$$

$$X_{b2b6,1,1} \leq 20 \cdot 10^6$$

$$X_{b5b6,1,1} \leq 20 \cdot 10^6$$

$$X_{b5s11,1,1} \leq 20 \cdot 10^6$$

$$X_{b6b9,1,1} \leq 20 \cdot 10^6$$

$$X_{s11b9,1,1} \leq 20 \cdot 10^6$$

$$X_{b3b4,1,1} \leq 20 \cdot 10^6$$

$$X_{b4s11,1,1} \leq 20 \cdot 10^6$$

$$X_{b7b8,1,1} \leq 20 \cdot 10^6$$

$$X_{b8s11,1,1} \leq 20 \cdot 10^6$$

Restrição de Máxima Potência fornecida pela subestação

$$A_{i,o,p,t} \leq Ms_{i,o,p} \quad i \in \Omega_{si}, p \in \Omega'_{si}$$

$$A_{s10,1,1,1} \leq 60 \cdot 10^6$$

$$A_{s11,1,1,1} \leq 60 \cdot 10^6$$

Máximo valor para as variáveis de decisão dos alimentadores

$$0 \leq \delta_{ij,k,t} \leq 1$$

$$0 \leq \delta_{b1b5,1,1} \leq 1$$

$$0 \leq \delta_{b2b6,1,1} \leq 1$$

$$0 \leq \delta_{b5b6,1,1} \leq 1$$

$$0 \leq \delta_{b5s11,1,1} \leq 1$$

$$0 \leq \delta_{b6b9,1,1} \leq 1$$

$$0 \leq \delta_{b3b4,1,1} \leq 1$$

$$0 \leq \delta_{b4s11,1,1} \leq 1$$

$$0 \leq \delta_{b7b8,1,1} \leq 1$$

$$0 \leq \delta_{b8s11,1,1} \leq 1$$

$$0 \leq \delta_{b9s11,1,1} \leq 1$$

Máximo valor para as variáveis de decisão das subestações

$$0 \leq \delta_{s_{i,k,t}} \leq 1$$

$$0 \leq \delta_{s_{11,1,1}} \leq 1$$

Máxima queda de tensão para os nós do sistema, exceto as subestações existente e futura.

$$\Delta V_{i,j} \leq \Delta V_{mx} \quad i = 1, \dots, n_d$$

$$\Delta V_{1,1} \leq 550$$

$$\Delta V_{2,1} \leq 550$$

$$\Delta V_{3,1} \leq 550$$

$$\Delta V_{4,1} \leq 550$$

$$\Delta V_{5,1} \leq 550$$

$$\Delta V_{6,1} \leq 550$$

$$\Delta V_{7,1} \leq 550$$

$$\Delta V_{8,1} \leq 550$$

$$\Delta V_{9,1} \leq 550$$

Para os estágios II e III a formulação é a mesma alterando-se apenas os índices do estágio nas equações descritas acima e aumentando a demanda em 20% a cada um deles.



Apêndice B – Artigos Publicados

PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA USANDO UM ALGORITMO DE BRANCH-and-BOUND ESPECIALIZADO¹

Marcelo Siqueira de Almeida^[1]
almeida@dee.feis.unesp.br

José Roberto Sanches Mantovani^[2]
mant@dee.feis.unesp.br

Rubén Augusto Romero Lázaro^[3]
ruben@dee.feis.unesp.br

^[1] ^[2] ^[3] Universidade Estadual Paulista – Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira
Departamento de Engenharia Elétrica – Avenida Brasil Norte, 364 – Caixa Postal 31
CEP 15385-000 Ilha Solteira – SP

RESUMO

Com o aumento rápido do consumo de energia elétrica, o planejamento da expansão de sistemas de Distribuição de Energia Elétrica tem-se revelado um problema de grande importância para as empresas distribuidoras de energia elétrica, apresentando também relevante interesse sob o aspecto da pesquisa na área da otimização de sistemas, pois trata-se da formulação e solução de um problema de otimização de grande porte que apresenta variáveis dos tipos real e inteira e portanto a sua solução apresenta característica combinatória. Apesar de ser um problema naturalmente de difícil solução, quanto maior o detalhamento da modelagem para deixar o problema de planejamento mais próximo da realidade, maiores são os graus de dificuldade para encontrar uma solução ótima ou de boa qualidade. Dentre as técnicas propostas para solução do problema encontradas na literatura citam-se as técnicas heurísticas, programação dinâmica, técnicas do caminho mínimo combinadas com modelos de transporte, Branch-and-Bound.

Neste trabalho o problema de planejamento da distribuição será formulado como um problema de programação linear inteiro misto, considerando-se a função objetivo que reflete os custos de investimentos com a instalação de novos alimentadores e a construção de novas subestações e o custo de operação da rede. A técnica de solução proposta para solução do problema é um algoritmo de Branch-and-Bound Clássico, em que serão analisadas e estudadas as características específicas do planejamento da distribuição.

Palavras-Chave: Planejamento de Distribuição, Programação Linear, Branch-and-Bound

ABSTRACT

Considering the fast increasing of electric power consumption, the distribution electric power system expansion planning is a very important problem for the distribution power companies. It is also an important problem for the researches specially in the optimization area, because

Trabalho Financiado pela Fundação de Amparo a Pesquisa do Estado de São Paulo – FAPESP, processo 99/01367-6





its formulation and solution deals with real and integer variables, and furthermore a combinatorial solution can be possible. Even though it is a very difficult problem to be solved, the more detailed the planning problem modeling is, the more difficult is to find a good solution. Among the proposed techniques found in the literature to solve this problem we can mention: heuristic techniques, dynamic programming, minimum road techniques combined with transport models and Branch-and-Bound.

In this work the distribution planning problem is formulated as a mixed integer linear programming problem, considering the objective function that shows the investment costs to install new feeders and the construction of new substations and the network operation costs. The solution technique proposed is the Classic Branch-and-Bound Algorithm, analyzing and studying the specific characteristics of the distribution planning problem.

Keywords: Distribution Planning, Linear Programming, Branch-and-Bound

1.0 - Introdução

O planejamento da expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica é um problema relevante e de grande importância para as empresas distribuidoras de Energia Elétrica tanto nos aspectos técnicos como econômicos. Sob o aspecto da pesquisa operacional, trata-se de um problema de programação matemática de grande porte envolvendo variáveis reais e inteiras, que permite o estudo e a proposição de diversas técnicas de otimização para sua solução. A sofisticação da modelagem para o problema, considerando possibilidades práticas tais como recondução, características da função objetivo, restrições lógicas e outros aspectos práticos inerentes do planejamento de redes de distribuição, impõem grau de dificuldade crescente para solução do problema, incluindo-se ainda neste contexto a sua característica combinatória que por si só representa uma dificuldade natural.

Na literatura são descritas diferentes modelagens para o problema de planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica que diferem basicamente entre si quanto a técnica de solução utilizada e se na solução procurada, o sistema está planejado para operar em condições normais ou para operar sob emergência. Sob estas condições de operação, são considerados outros aspectos tais como a sofisticação do modelo matemático utilizado, qualidade da decisão fornecida por esse modelo e as características físicas e econômicas da região em que se situa o sistema sob estudo [1].

Para solução do problema de planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica são propostas na literatura técnicas heurísticas e técnicas de otimização clássica e combinatória. Na linha de solução utilizando otimização clássica são propostas técnicas de programação inteira mista tipo Branch-and-Bound, programação quadrática inteira mista (PQIM), algoritmos baseados na solução de problema de transporte e programação dinâmica. Na linha de pesquisa que propõe a solução através de algoritmos combinatórios tem-se o algoritmo genético (AG).

Ponnaivaiko *et alii* [11], formulam a expansão de sistemas de distribuição como um problema de programação quadrática inteira mista (PQIM), resolvendo-o em dois estágios. No primeiro estágio considerando apenas variáveis reais o problema é resolvido por uma técnica do tipo gradiente reduzido [10]. Na segunda etapa do processo de solução é utilizado um procedimento heurístico para considerar a natureza das variáveis binárias envolvidas na formulação do problema (*construir* ou *não construir* subestações, novos alimentadores, etc). Sun *et alii* [2] propõem para um horizonte de planejamento de longo prazo para alimentadores primários e subestações de distribuição, uma técnica de solução baseada no modelo de transportes e algoritmo do tipo Branch-and-Bound. Kagan e Adams [3,4] formulam o problema de planejamento considerando múltiplos e conflitantes objetivos, diferentes cenários e representação das perdas como uma função linear por partes. Para solução do problema



resultante é proposto um algoritmo de decomposição de Benders, separando o problema original em dois subproblemas, sendo um de operação e o outro de investimento. Para tratar do aspecto múltiplos objetivos imposto à formulação do problema, são determinadas as soluções não dominadas que permite ao planejador expressar suas preferências e determinar a melhor solução compromisso. Thompson e Wall [5], formulam o planejamento da distribuição como um modelo de transportes e utilizam a técnica de Branch-and-Bound para resolver o problema de alocação ótima de subestações. Os custos fixos decorrentes da alocação de novas subestações são considerados e utilizam uma função linearizada por partes dos custos dos alimentadores. Miranda e Proença [8,9] discutem nesses trabalhos a viabilidade da solução do problema de planejamento utilizando modelos clássicos de otimização estocástica, propondo uma técnica para analisar os riscos no uso desses modelos. Utilizam um algoritmo genético para determinar o conjunto de soluções não dominadas no espaço de busca dos três critérios utilizados (custos de investimentos, soluções factíveis e confiabilidade) e lógica nebulosa com decodificação utilizando ponderações para obter a melhor solução compromisso em cada cenário de planejamento.

Neste trabalho, propõe-se a solução do problema da expansão de redes de distribuição – alimentadores e subestações, adotando uma modelagem para o problema em que as principais restrições a se considerar referem-se à radialidade do sistema projetado, suprimento da demanda em cada estágio do programa de planejamento e limites máximos de fluxo permitidos nos alimentadores. A técnica de solução adotada é um algoritmo de Branch-and-Bound adaptado para a solução do problema. Apresentam-se resultados para dois sistemas.

2.0 - Formulação do Problema

Apresentam-se a formulação geral do problema de planejamento do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica e um Algoritmo de Branch-and-Bound Clássico para a solução do mesmo. Dentre os diversos tipos de formulação apresentadas para o problema, a diferença básica entre eles está no grau de detalhamento dos modelos, que são idealizados de acordo com a técnica de otimização adotada para a solução do problema e o tipo de planejamento que está sendo efetuado (condições de operação normal, emergência, etc)

O planejamento de sistemas de distribuição pode ser genericamente estabelecido da seguinte forma:

Suponha que exista uma rede de distribuição de energia elétrica atendendo um número de consumidores (residencial, comercial, industrial e rural) de uma determinada área com uma carga estabelecida e uma subestação fornecendo a energia necessária para atender a demanda desses consumidores. A carga desse sistema não é estática, havendo um crescimento de consumo de energia, ao longo dos anos, que varia de acordo com as características sócio-econômicas da região onde se localiza o sistema. O crescimento da carga, impõe a necessidade da expansão da rede: construção de novos alimentadores, subestação, troca de bitola de alimentadores existentes, etc.

Os custos associados ao investimento e novos equipamentos e na operação da rede juntamente com a necessidade de operar a rede atendendo restrições físicas, qualidade do serviço prestado aos consumidores e atendimento da demanda, constituem o problema de planejamento.

Matematicamente, o planejamento da expansão de Sistemas de Distribuição pode ser formulado como um Problema Linear Inteiro Misto (PLIM) de grande porte; genericamente escrito como:



minimizar [custos de investimentos (construção de novos alimentadores e subestações, recondutoramento, etc) + custos de operação (perdas)]

s.a.

Atendimento da demanda: Leis de Kirchhoff

Qualidade do serviço prestado: queda de tensão máxima permitida nos alimentadores

Restrições físicas de operação dos equipamentos: (capacidade de subestações (1) máximo fluxo permitida no alimentadores)

Restrições lógicas: Manter a radialidade do sistema

Dessa forma alguns elementos de um sistema de distribuição e sua relação com a formulação adotada neste trabalho são detalhados a seguir:

As hipóteses para a formulação mencionada neste trabalho são:

- O fator de potência do sistema é considerado constante para todos os estágios do período de planejamento. Assim apenas a potência aparente será necessária para representar a rede;
- As cargas são representadas por um modelo de corrente contínua ou seja, as correntes nas cargas não variam com as respectivas tensões;
- Um estudo de carga local é previamente avaliado e considerado como entrada para o modelo de rede utilizado.
- O período de planejamento é feito em vários estágios consecutivos, sendo estes com o mesmo período de duração, geralmente em anos.

Definição das variáveis utilizadas no modelo de planejamento

As variáveis utilizadas na formulação são descritas a seguir:

$X_{ij,k,p,t}$ – fluxo de potência do nó i para j , cabo k , intervalo p de linearização por partes, estágio t (se $k=k_0$ então isto se refere a um cabo existente tipo k_0);

$D_{j,t}$ – máxima demanda de adversidade no nó j , estágio t ;

$A_{i,k,p,t}$ – Potência fornecida na subestação pelo nó i , unidade de expansão k , intervalo p de linearização por partes, estágio t (quando $k=0$ variável refere-se a subestação existente);

$M_{ij,k,p}$ – limite da máxima capacidade do alimentador $i-j$, cabo k , intervalo de linearização por partes p

$Ms_{i,k,p}$ – limite da máxima capacidade da subestação i , unidade de expansão tipo k , intervalo de linearização p (quando $k=0$ refere-se a subestação existente);

$Z_{ij,t}$ – impedância equivalente entre os nós i e j , cabo k ;

$\delta_{ij,k,t}$ – variável de decisão inteira para instalação (≥ 1) ou não ($=0$) de um cabo tipo k entre os nós i e j , estágio t ;

δ_{fmx} – número máximo de alimentadores por caminho;

$\delta s_{i,k,t}$ – variável de decisão inteira para expansão da subestação ou construção de uma nova subestação i , tipo k , estágio t ;

δs_{mx} – número máximo de unidades de subestação para cada localização destas;

$C_{ij,k}$ – custo fixo de um novo alimentador, cabo tipo k , caminho $i-j$;

$C_{i,k}$ – custo fixo de expansão de unidade, tipo k , subestação i ;

$C'_{ij,k,p}$ – custo variável do cabo tipo k , caminho $i-j$, intervalo p ;

$C'_{i,k,p}$ – custo variável de expansão da unidade k , subestação i , intervalo p ;

n_d, n – número de nós de demanda e número total de nós, respectivamente;

n_{fex} – número de alimentadores existentes;

n_{sex} – número de subestações existentes;

H – número total de estágios;

Ω_i – Conjunto do nós conectados ou que serão conectados ao nó i ;

Ω_{ij} – Conjunto dos possível cabos no caminho $i-j$;



- Ω'_{ij} – Conjunto dos intervalos de linearização por partes no caminho $i-j$;
- Ω_{si} – Conjunto das possíveis unidades de expansão na subestação i ;
- Ω'_{si} – Conjunto dos intervalos de linearização na subestação i ;
- $\Omega_{fe}, \Omega_{fn}, \Omega_f$ – conjunto dos caminhos existentes, possíveis novos caminhos e todos os caminhos do sistema, respectivamente;
- $\Omega_{se}, \Omega_{sn}, \Omega_s$ - conjunto das subestações existentes, possíveis novas subestações e todas as subestações do sistema, respectivamente;
- k_t – coeficiente do valor presente, estágio t .

Considerando os elementos de um sistema de distribuição, as hipóteses adotadas para formulação do problema de planejamento e a definição das variáveis, a seguir detalham-se cada um dos elementos, genericamente representados pela formulação (1).

A Função Objetivo

Envolve os custos fixos e variáveis dos elementos que compõem o sistema tanto na operação quanto na expansão durante o período de planejamento. A solução ótima refere-se ao menor custo calculado para uma dada configuração inicial da rede.

Os custos fixos representam os investimentos na instalação de novos aparelhos no sistema. Os custos variáveis representam as despesas necessárias para operar o sistema elétrico de potência e principalmente devido as perdas I^2R , através de outros custos que podem ser representados abaixo desta categoria, tais como custos de manutenção. A exata consideração de funções não-lineares por PLIM, ou funções quadráticas, não é possível. Entretanto uma boa aproximação pode ser obtida através de uma aproximação linear por partes.

$$\sum_{\tau=1}^H k_{\tau} \left[\begin{aligned} & \sum_{ij \in \Omega_{fn}} \sum_{k \in \Omega_{ij}} (\delta_{ij,k,\tau} C_{ij,k}) + \sum_{i \in \Omega_s} \sum_{k \in \Omega_{si}} (\delta s_{i,k,\tau} C_{i,k}) + \\ & \sum_{ij \in \Omega_f} \sum_{k \in \Omega_{ij}} \sum_{p \in \Omega_{ij}} [(X_{ij,k,p,\tau} + X_{ji,k,p,\tau}) C'_{ij,k,p}] + \sum_{i \in \Omega_s} \sum_{k \in \Omega_{si}} \sum_{p \in \Omega'_{si}} (A_{i,k,p,\tau} C'_{i,k,p}) \end{aligned} \right]$$

Os dois primeiros termos representam os custos fixos devido a:

- Instalação de novos alimentadores;
- Instalação de novas subestações ou expansão;

Os dois últimos termos representam

- Custos operacionais nos alimentadores e subestações respectivamente.

Todos os custos são reduzidos no primeiro estágio através do fator presente k_t

Restrições

As restrições utilizadas nesta formulação foram:

- Restrições de balanço de demanda;
- Restrições de máximo fluxo;
- Restrição de radialidade.

Balanço de Demanda

Baseadas nas Leis de Kirchhoff aplicadas a cada nó do sistema. Estas condições são asseguradas em cada nó, a cada estágio, pelas equações:

$$\sum_{j \in \Omega_i} \sum_{k \in \Omega_{ij}} \sum_{p \in \Omega'_{ij}} (X_{ij,k,p,t} - X_{ji,k,p,t}) - D_{i,t} + \sum_{k \in \Omega_{si}} \sum_{p \in \Omega'_{si}} (A_{i,k,p,t}) = 0$$

$i = 1, \dots, n \quad t = 1, \dots, H$





Todos os nós, inclusive as subestações, também são incluídas nas equações. O fluxo nas subestações devem ser considerados para as restrições de balanço da demanda.

Máximo Fluxo de Potência

Responsável pelo limite da capacidade nos alimentadores e subestações (existentes ou futuras), durante o período de planejamento.

$$\begin{aligned}
 X_{ij,k,p,t} + X_{ji,k,p,t} &\leq M_{ij,k,p} \quad ij \in \Omega_{fe}, k \in \Omega_{ij}, p \in \Omega'_{ij} \\
 X_{ij,k,p,t} + X_{ji,k,p,t} &\leq M_{ij,k,p} \sum_{\tau=1}^t \delta_{ij,k,\tau} \quad ij \in \Omega_{fn}, k \in \Omega_{ij}, p \in \Omega'_{ij} \\
 A_{i,o,p,t} &\leq Ms_{i,o,p} \quad i \in \Omega_{si}, p \in \Omega'_{si} \\
 A_{i,k,p,t} &\leq Ms_{i,k,p} \sum_{\tau=1}^t \delta s_{ij,k,\tau} \quad i \in \Omega_s, k \in \Omega_{si}, p \in \Omega'_{si}, \tau = 1,2,3
 \end{aligned}$$

Radialidade

Prática comum em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica visando obter uma configuração ótima radial, ou seja, sem o conflito de uma ou mais subestações alimentando um ou mais pontos em comum. A restrição que representa esta idéia é:

$$n_{fex} + \left[\sum_{\tau=1}^t \sum_{ij \in \Omega_{fn}} \sum_{k \in \Omega_{ij}} (\delta_{ij,k,\tau}) \right] \leq n - n_{sex} - \left[\sum_{\tau=1}^t \sum_{i \in \Omega_{sn}} \sum_{k \in \Omega_{si}} (\delta s_{ij,k,\tau}) \right] \quad t = 1, \dots, H$$

Onde na solução final, o número de alimentadores é igual ao número total de nós menos o número de subestações instaladas. Isto só é válido na equação acima quando o número de alimentadores por caminho e por unidades de novas subestações são iguais a "1".

3.0 - Técnica de Solução Proposta

Seja o Problema Linear Inteiro Misto (PLIM) formulado no item anterior e detalhado a seguir:

$$\text{minimizar} \sum_{\tau=1}^H k_{\tau} \left[\begin{aligned} &\sum_{ij \in \Omega_{fn}} \sum_{k \in \Omega_{ij}} (\delta_{ij,k,\tau} C_{ij,k}) + \sum_{i \in \Omega_s} \sum_{k \in \Omega_{si}} (\delta s_{i,k,\tau} C_{i,k}) + \\ &\sum_{ij \in \Omega_f} \sum_{k \in \Omega_{ij}} \sum_{p \in \Omega'_{ij}} [(X_{ij,k,p,\tau} + X_{ji,k,p,\tau}) C'_{ij,k,p}] + \sum_{i \in \Omega_s} \sum_{k \in \Omega_{si}} \sum_{p \in \Omega'_{si}} (A_{i,k,p,\tau} C'_{i,k,p}) \end{aligned} \right] \quad (3.1)$$

sujeito a

$$\sum_{j \in \Omega_i} \sum_{k \in \Omega_{ij}} \sum_{p \in \Omega'_{ij}} (X_{ij,k,p,t} - X_{ji,k,p,t}) - D_{i,t} + \sum_{k \in \Omega_{si}} \sum_{p \in \Omega'_{si}} (A_{i,k,p,t}) = 0 \quad (3.2)$$

$$X_{ij,k,p,t} + X_{ji,k,p,t} \leq M_{ij,k,p} \quad (3.3)$$

$$X_{ij,k,p,t} + X_{ji,k,p,t} \leq M_{ij,k,p} \sum_{\tau=1}^t \delta_{ij,k,\tau} \quad (3.4)$$

$$A_{i,k,p,t} \leq Ms_{i,k,p} \sum_{\tau=1}^t \delta s_{ij,k,\tau} \quad (3.5)$$

$$n_{fex} + \left[\sum_{\tau=1}^t \sum_{ij \in \Omega_{fn}} \sum_{k \in \Omega_{ij}} (\delta_{ij,k,\tau}) \right] \leq n - n_{sex} - \left[\sum_{\tau=1}^t \sum_{i \in \Omega_{sn}} \sum_{k \in \Omega_{si}} (\delta s_{ij,k,\tau}) \right] \quad (3.6)$$

$$X_{ij,k,p,t} \leq M_{ij,k,p} \quad (3.7)$$

$$A_{i,o,p,t} \leq Ms_{i,o,p} \quad (3.8)$$

$$\delta_{ij,k,t} = 0 \text{ ou } \delta_{ij,k,t} = 1 \quad \delta s_{i,k,t} = 0 \text{ ou } \delta s_{i,k,t} = 1 \quad (3.9)$$





O problema (3.1) – (3.9) é um problema de Programação Linear Inteiro Misto e várias técnicas são propostas na bibliografia para a sua solução visando resolver o problema de planejamento. Dentre elas pode-se citar o Algoritmo Genético, Enumeração Implícita, Algoritmo de Branch-and-Bound Clássico, Técnicas Heurísticas, Programação Sequencial Quadrática Inteira Mista, entre outras. Neste trabalho a proposta para resolver este problema é um Algoritmo de Branch-and-Bound Clássico no qual serão analisadas e estudadas as características específicas do planejamento da distribuição, para incluir durante a solução do problema restrições de cortes com o objetivo de reduzir o espaço de busca.

Algoritmo de Branch-and-Bound para o Problema de Planejamento

A eficiência do algoritmo de Branch-and-Bound depende do critério escolhido para os seguintes aspectos:

- A estratégia escolhida para encontrar a variável para separação;
Neste caso adotou-se iniciar a divisão do problema partindo das variáveis de decisão das subestações potenciais. Encerrada esta escolha, continua-se dividindo o problema a partir das variáveis de decisão dos alimentadores futuros.
- A estratégia escolhida para encontrar o próximo problema que deve ser resolvido;
Escolhe-se o problema que se mais se aproxima do limite inferior.
- Determinação de uma solução inteira inicial (incumbente inicial) através de um algoritmo heurístico.

O melhor algoritmo de Branch-and-Bound é aquele que gera um menor número de nós na árvore gerada por ele, ou seja, há um menor número de operações realizadas pelo algoritmo de programação linear, economizando-se tempo computacional.

A seguir, apresenta-se um diagrama de blocos representando o programa computacional do algoritmo de Branch-and-Bound adaptado para a solução do problema de planejamento.

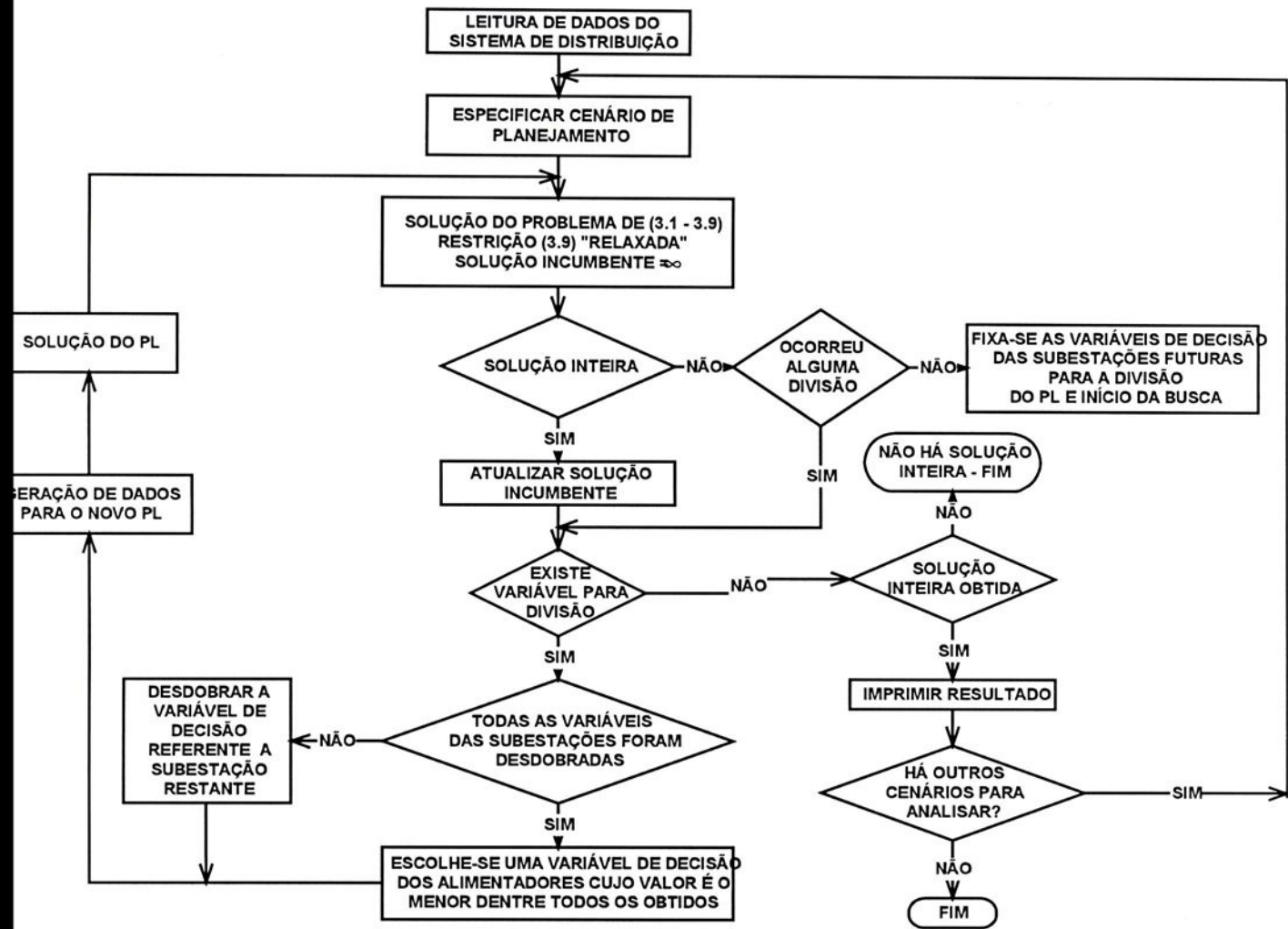


Figura 01: Diagrama de Blocos representando o algoritmo implementado.

4.0 – Resultados

Sistema I

O sistema a seguir é constituído de 03 alimentadores existentes (linhas contínuas) e 13 alimentadores potenciais (linhas pontilhadas), uma subestação existente (nó 10) e duas subestações futuras (nós 11 e 12), totalizando 12 nós. Na figura 02 está representada a topologia deste sistema juntamente com a carga inicial para o estágio I. Para os outros estágios, adotou-se 20% de aumento nos valores de carga em cada nó em relação ao estágio anterior.

Tabela 01: Dados Iniciais do Sistema I

<i>Caminhos</i>	<i>Distância (km)</i>	<i>Limite Máximo (MVA)</i>	<i>Custo Fixo (Unid)</i>	<i>Custo Variável (Unid)</i>
01-02	1.00	20.00	0.00	4.00
01-10	2.00	20.00	0.00	8.00
03-10	2.00	20.00	0.00	8.00
05-10	2.23	20.00	100.00	10.00
03-07	1.00	20.00	40.00	4.00
02-06	2.00	20.00	80.00	8.00
03-04	1.00	20.00	40.00	4.00
04-11	1.00	20.00	40.00	4.00
06-09	1.00	20.00	40.00	4.00



07-08	1.00	20.00	40.00	4.00
08-12	1.00	20.00	40.00	4.00
09-12	1.00	20.00	40.00	4.00
05-11	1.00	20.00	40.00	4.00
01-05	1.00	20.00	40.00	4.00
06-11	1.00	20.00	40.00	4.00
11-12	1.00	20.00	40.00	4.00
10	-	30.00	0.00	0.00
11	-	30.00	2000	0.00
12	-	25.00	1500	0.00

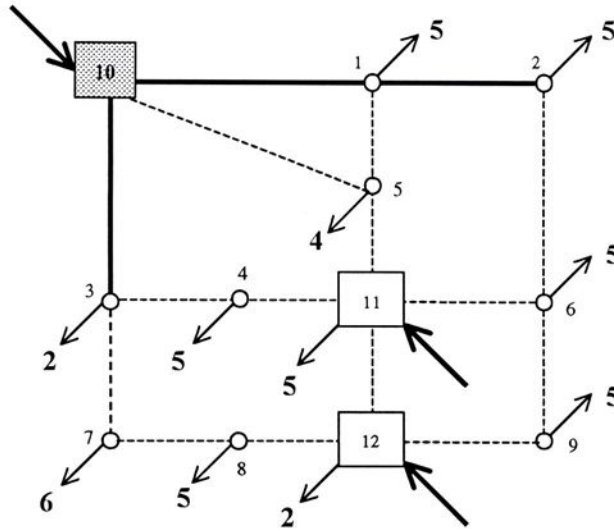
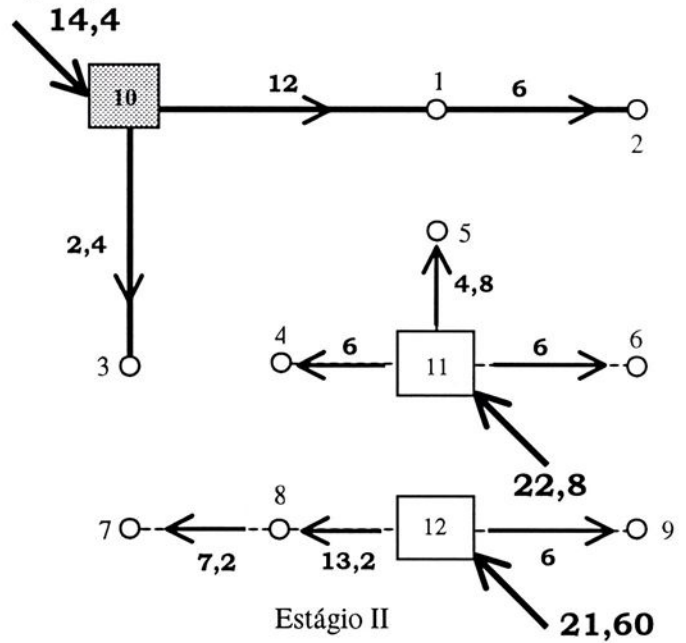
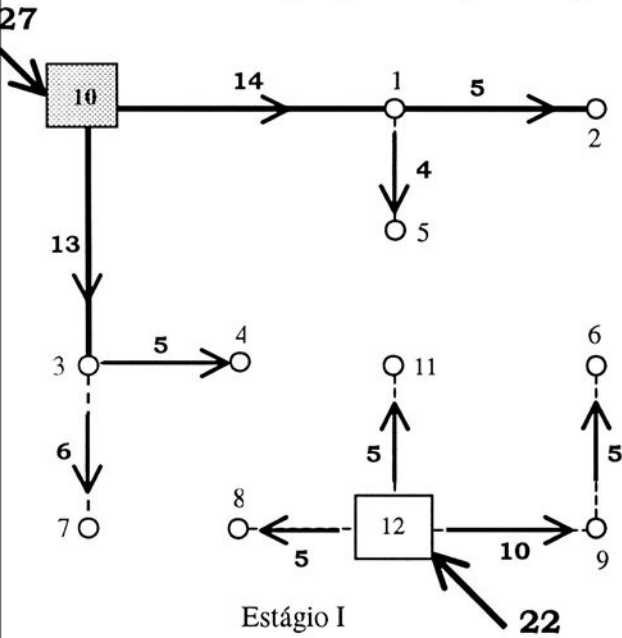
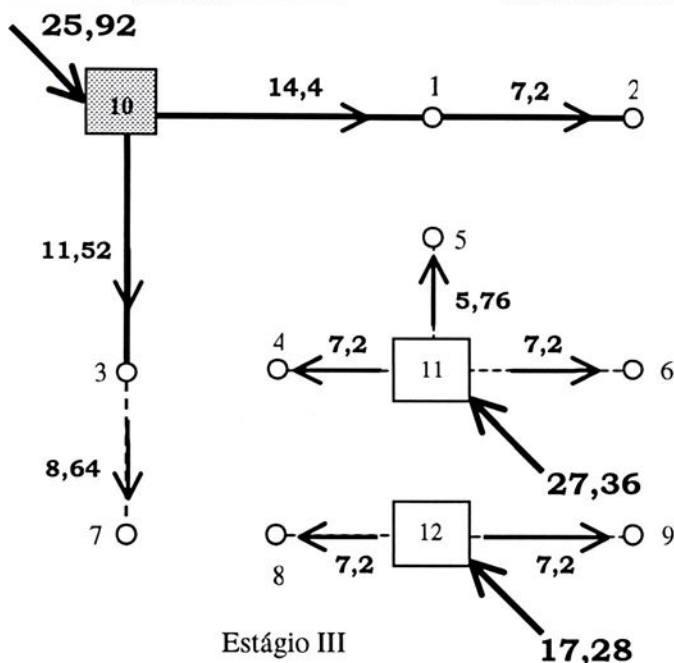


Figura 02: Sistema Inicial com 12 nós.

A configuração final após 3 estágios de planejamento é:





Estágio III

Figura 03 Configurações do sistema da Figura 02 para cada estágio de previsão.

Tabela 02: Custos referentes a cada estágio do Sistema I, variáveis de decisão inteiras

Estágio	Custo (unidades)
I	2176
II	4052
II	4149

Sistema II

O Algoritmo de Branch-and-Bound implementado também foi aplicado ao sistema de distribuição representado na figura abaixo, constituído por 54 nós de carga, 16 alimentadores existentes, 02 subestações existentes, 45 alimentadores disponíveis para futuras alocações e 02 subestações futuras. O sistema foi aplicado para dois estágios de planejamento. As subestações e os alimentadores existentes estão em negrito e os alimentadores e as subestações futuras representados por um traço pontilhado.

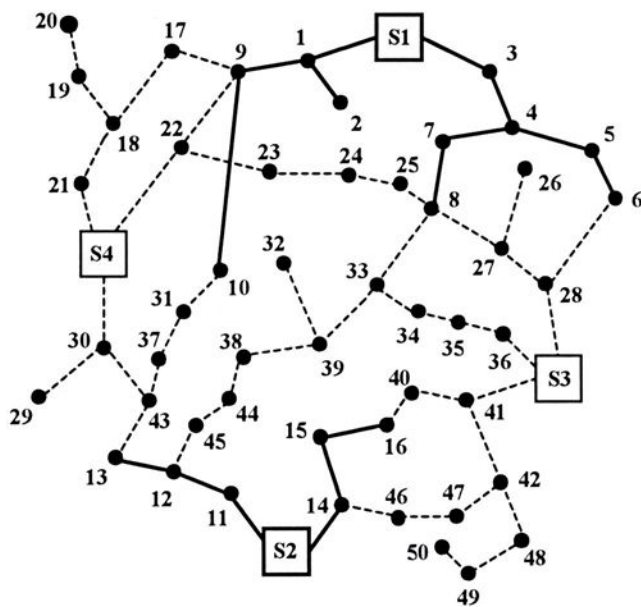


Figura 04: Sistema Inicial com 54 nós.





Tabela 03: Dados Iniciais do alimentadores do Sistema II

<i>Caminho</i>	<i>Distância</i>	<i>Limite Máximo (MVA)</i>	<i>Custo Fixo (Unid)</i>	<i>Custo Variável (Unid)</i>	<i>Nó-Carga Estágio I e II</i>
S1-01	2.81	20.00	0.00	0.00	01 - 3.30 - 3.80
S1-03	2.18	20.00	0.00	0.00	02 - 1.10 - 1.30
01-02	3.12	20.00	0.00	0.00	03 - 0.40 - 0.50
03-04	3.12	20.00	0.00	0.00	04 - 1.40 - 1.90
04-05	3.12	20.00	0.00	0.00	05 - 2.00 - 2.30
05-06	2.50	20.00	0.00	0.00	06 - 0.60 - 0.70
04-07	2.50	20.00	0.00	0.00	07 - 0.20 - 0.50
07-08	3.12	20.00	0.00	0.00	08 - 1.50 - 1.70
01-09	3.43	20.00	0.00	0.00	09 - 1.90 - 2.00
09-10	7.18	20.00	0.00	0.00	10 - 2.00 - 2.40
S2-14	3.75	20.00	0.00	0.00	11 - 0.20 - 0.30
14-15	3.75	20.00	0.00	0.00	12 - 1.00 - 1.60
15-16	2.81	20.00	0.00	0.00	13 - 0.90 - 1.00
S2-11	2.81	20.00	0.00	0.00	14 - 0.80 - 0.90
11-12	3.12	20.00	0.00	0.00	15 - 1.00 - 1.20
12-13	4.37	20.00	0.00	0.00	16 - 1.30 - 1.50
08-27	3.75	20.00	70.00	14.60	17 - 0.50 - 0.60
27-26	3.43	20.00	65.00	12.20	18 - 0.90 - 1.00
27-28	3.12	20.00	60.00	09.80	19 - 1.00 - 1.20
06-28	5.00	20.00	100.00	17.00	20 - 0.50 - 0.70
25-08	2.81	20.00	55.00	09.00	21 - 0.50 - 1.60
24-25	2.18	20.00	44.00	09.00	22 - 0.50 - 1.00
23-24	2.81	20.00	55.00	09.00	23 - 0.50 - 0.90
22-23	3.43	20.00	65.00	14.60	24 - 0.50 - 0.40
09-22	4.68	20.00	85.00	17.00	25 - 0.60 - 0.80
09-17	4.30	20.00	80.00	17.00	26 - 0.00 - 0.80
17-18	4.06	20.00	75.00	13.00	27 - 0.00 - 1.20
18-19	2.50	20.00	50.00	09.80	28 - 0.40 - 0.50
19-20	3.12	20.00	60.00	10.60	29 - 0.60 - 0.90
18-21	3.12	20.00	60.00	11.40	30 - 2.00 - 2.30
S4-21	2.50	20.00	50.00	09.00	31 - 0.60 - 0.70
S4-22	3.75	20.00	70.00	14.60	32 - 0.00 - 1.50
S4-30	2.81	20.00	55.00	09.80	33 - 1.80 - 2.30
30-29	3.12	20.00	60.00	11.40	34 - 0.90 - 1.00
30-43	4.06	20.00	75.00	13.80	35 - 0.00 - 0.00
13-43	3.75	20.00	70.00	12.20	36 - 0.20 - 0.20
12-45	2.50	20.00	50.00	09.00	37 - 1.00 - 1.60
45-44	2.18	20.00	44.00	09.00	38 - 0.00 - 0.00
44-38	3.12	20.00	60.00	12.20	39 - 0.80 - 0.90
38-39	3.43	20.00	65.00	13.00	40 - 1.00 - 1.20
39-32	4.06	20.00	75.00	15.40	41 - 0.30 - 0.50
39-33	2.81	20.00	55.00	09.00	42 - 0.00 - 0.00
33-08	4.68	20.00	85.00	17.00	43 - 0.00 - 0.00
33-34	1.87	20.00	40.00	07.40	44 - 0.50 - 1.00
34-35	2.18	20.00	44.00	09.00	45 - 0.50 - 0.50
35-36	2.18	20.00	44.00	09.00	46 - 0.00 - 1.60
S3-36	2.50	20.00	50.00	11.40	47 - 0.50 - 0.50
S3-28	3.12	20.00	60.00	13.00	48 - 0.50 - 0.60
43-37	2.50	20.00	50.00	09.00	49 - 0.00 - 0.60
37-31	1.87	20.00	40.00	07.40	50 - 0.00 - 0.00
31-10	3.12	20.00	60.00	09.00	S1 - 2.00 - 2.60
40-16	2.50	20.00	50.00	09.80	S2 - 0.80 - 0.90
41-40	2.50	20.00	50.00	09.80	S3 - 0.60 - 0.70
S3-41	3.12	20.00	60.00	13.80	S4 - 0.30 - 0.40
41-42	3.75	20.00	70.00	13.80	-
42-48	2.50	20.00	50.00	09.00	-
42-47	3.12	20.00	60.00	11.40	-
47-46	3.12	20.00	60.00	11.40	-
46-14	3.43	20.00	65.00	13.00	-
48-49	3.75	20.00	70.00	13.00	-
49-50	2.18	20.00	44.00	09.00	-





Tabela 04: Dados Iniciais das subestações do Sistema II

	Subestações	Capacidade (MVA)	Custo Fixo (Unid)
Existentes	S1	33,4	100
	S2	30,0	80
Futuras	S3	22,0	200
	S4	22,0	240
Existentes e Futuros	Alimentadores	20	Ver Tabela 3
	Impedância dos alimentadores	0,3 Ω/km	-

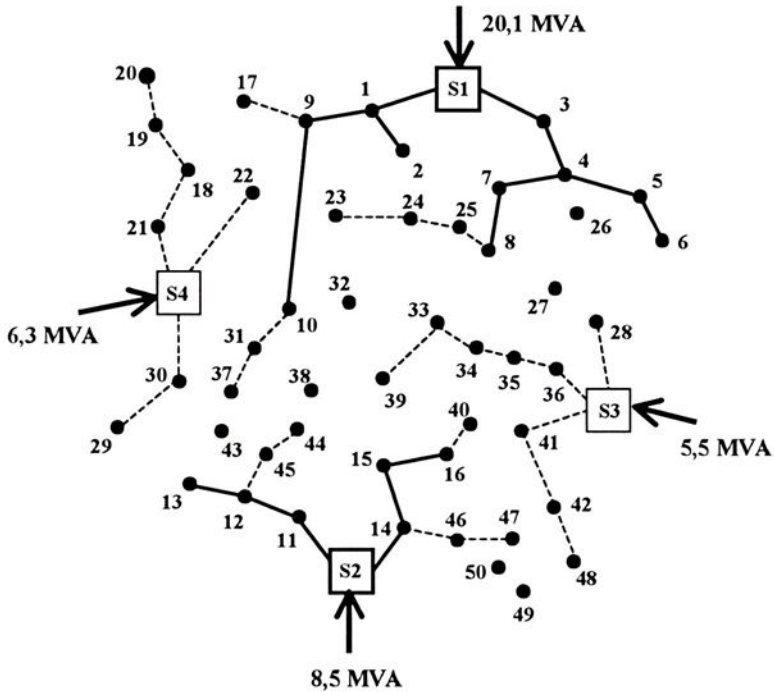


Figura 05: - Configuração final para a proposta de planejamento I.

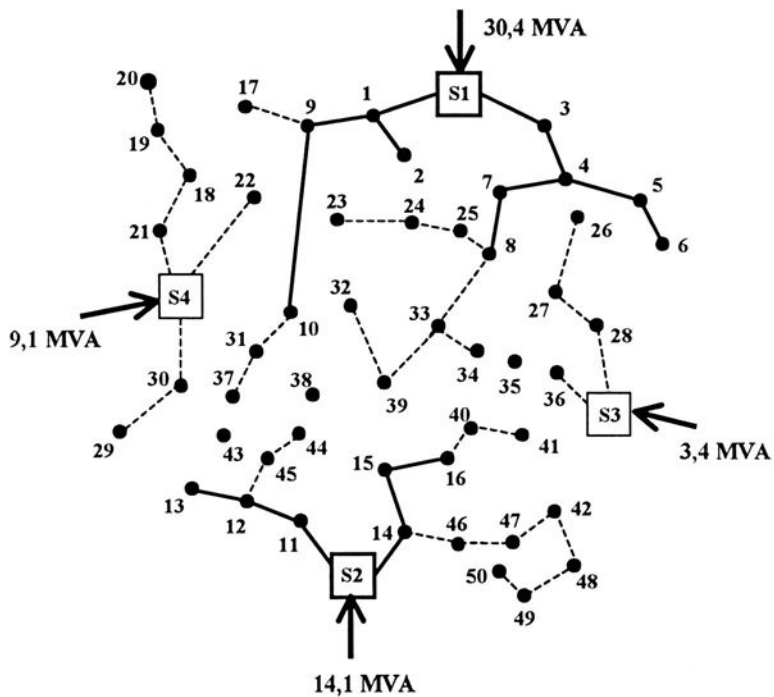


Figura 06: - Configuração final para a proposta de planejamento II





Tabela 05: Custos obtidos para cada estágio de planejamento:

Estágio	Custos (10^8 unidades)
I	3,539726405
II	6,764256200

5.0 – Conclusões

A formulação do problema de planejamento da distribuição apresentada demonstra a possibilidade de modelar um problema real em um problema matemático, e mesmo com os limites impostos pelos parâmetros existentes no cenário real, geralmente é possível encontrar uma solução para o mesmo.

Os resultados apresentados demonstram a eficiência do algoritmo de Branch-and-Bound desenvolvido e adaptado para a solução do Planejamento de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. Nos sistemas I e II não ocorreu o conflito entre as subestações após a configuração final, mantendo a radialidade do sistema.

Bibliografia

- [1] Kator, S.R.; Leung, L.C. "Power Distribution Planning: A review of models and issues", **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 12, No. 3, August 1997.
- [2] Sun, D.I.; Farris, D.R.; Côtès, P.J., Shoults, R.R.; Chen, M.S. "Optimal Distribution Substation and Primary Feeder Via the Fixed Charge Network Formulation", **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Vol. PAS-101, No. 3, March 1982.
- [3] Kagan, N. e Adams, R.N. "A Benders Decomposition Approach To The Multiobjective Distribution Planning Problem", **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Vol. 15, No. 5, pp. 259-271, October 1993.
- [4] Kagan, N., Adams, R.N. "Electrical Power Distribution-Systems Planning Using Fuzzy Mathematical-Programming", **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Vol. 16, No. 3, pp. 191-196, June 1994.
- [5] Thompson, G. L., Wall, D.L. "A Branch and Bound Model for Choosing Optimal Substation Locations", **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Vol. PAS-100, No. 5, May 1981.
- [6] Proença, L.M.B. **Algoritmos Genéticos no Planejamento da Expansão de Distribuição de Energia Elétrica**, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Outubro de 1993, Portugal.
- [7] Ramírez-Rosado, I.J; Bernal-Agustín, J.L. "Genetic Algorithms Applied to the Design of Large Power Distribution Systems", **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 13, No. 2, May 1998, pp. 696-703.
- [8] Miranda, V., Proença, L.M. "Why Risk Analysis Outperforms Probabilistic Choice As The Effective Decision Support Paradigm For Power System Planning", **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 13, No. 2, May de 1998, pp. 643-648.
- [9] Miranda, V., Proença, L.M. "Probabilistic Choice Vs. Analysis – Conflicts and Synthesis in Power Systems Planning", **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 13, No. a, August de 1998, pp. 1038-1043.
- [10] Bazaraa, M.S.; Sherali, H.D.; Shetty, C.M. **Nonlinear Programming – Theory and Algorithms**, John Wiley & Sons, Second Edition.
- [11] Ponnaik, M.; Rao, K.S.P.; Venkata, S.S. Distribution System Planning Through Mixed Integer Programming Approach, **IEEE Transactions on Power Delivery**, Vol. PWRD-2, No. 4, pp. 1157-1163, October 1987.



ALOCAÇÃO ÓTIMA DE SUBESTAÇÕES E ALIMENTADORES EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA USANDO UM ALGORITMO DE BRANCH-AND-BOUND

MARCELO S. ALMEIDA, JOSÉ R. S. MANTOVANI, RUBÉN A. ROMERO

Grupo de Pesquisa em Distribuição de Energia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Faculdade de Engenharia Elétrica de Ilha Solteira (FEIS/UNESP)

Caixa Postal 031, CEP 15385-000, Ilha Solteira, SP, BRASIL, +55-18-3743-1150

E-mails: msalmeida@yahoo.com, mant@dee.feis.unesp.br, ruben@dee.feis.unesp.br

Resumo— Com o aumento rápido do consumo de energia elétrica, o planejamento da expansão de sistemas de Distribuição de Energia Elétrica tem-se revelado de grande importância para as empresas distribuidoras de energia elétrica, apresentando também relevante interesse sob o aspecto da pesquisa na área da otimização de sistemas, pois trata-se da formulação e solução de um problema de otimização de grande porte que apresenta variáveis dos tipos real e inteira e portanto a sua solução apresenta característica combinatória. Dentre as técnicas propostas para solução do problema encontradas na literatura, citam-se as técnicas heurísticas, programação dinâmica, técnicas do caminho mínimo combinadas com modelos de transporte, Branch-and-Bound. Neste trabalho o problema de planejamento da distribuição será formulado como um problema de programação linear inteiro misto, considerando-se a função objetivo que reflete os custos de investimentos com a instalação de novos alimentadores e a construção de novas subestações e o custo de operação da rede. A técnica de solução proposta para solução do problema é um algoritmo de Branch-and-Bound Clássico, em que serão analisadas e estudadas as características específicas do planejamento da distribuição.

Abstract— Considering the fast increasing of electric power consumption, the distribution electric power system expansion planning is a very important problem for the distribution power companies. It is also an important problem for the researchers specially in the optimization area, because its formulation and solution deals with real and integer variables, and furthermore a combinatorial solution can be possible. Even though it is a very difficult problem to be solved, the more detailed the planning problem modeling is, the more difficult is to find a good solution. Among the proposed techniques found in the literature to solve this problem we can mention: heuristic techniques, dynamic programming, minimum distance techniques combined with transport models and Branch-and-Bound. In this work the distribution planning problem is formulated as a mixed integer linear programming problem, considering the objective function that shows the investment costs to install new feeders and the construction of new substations and the network operation costs. The solution technique proposed is the Classic Branch-and-Bound Algorithm, analyzing and studying the specific characteristics of the distribution planning problem.

Keywords— Distribution network, Mathematical programming, Linear programming, Branch-and-Bound, Optimization problems.

1 Introdução

O planejamento da expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica é um problema relevante e de grande importância para as empresas distribuidoras de Energia Elétrica tanto nos aspectos técnicos como econômicos. Sob o aspecto da pesquisa operacional, trata-se de um problema de programação matemática de grande porte envolvendo variáveis reais e inteiras, que permite o estudo e a proposição de diversas técnicas de otimização para sua solução. A sofisticação da modelagem para o problema, considerando possibilidades práticas tais como recondução, características lineares, não lineares, custos fixos da função objetivo, restrições lógicas e outros aspectos práticos inerentes do planejamento de redes de distribuição, impõem um grau de dificuldade crescente para solução do problema, incluindo-se ainda neste contexto a sua característica combinatória que por si só representa uma dificuldade natural.

Na literatura são descritas diferentes modelagens para o problema de planejamento da expansão de sistemas de distribuição que diferem basicamente entre si quanto à técnica de solução utilizada e se na solução procurada, o sistema está planejado para operar em condições normais ou para operar sob contingências. Sob estas condições de operação, são considerados outros aspectos tais como

a sofisticação do modelo matemático utilizado, qualidade da decisão fornecida por esse modelo e as características físicas e econômicas da região em que se situa o sistema sob estudo (Khator e Leung (1997)).

Para solução do problema do planejamento da expansão da distribuição são propostas na literatura, técnicas heurísticas, técnicas de otimização clássica e combinatória. Na linha de solução utilizando otimização clássica são propostas técnicas de programação inteira mista tipo Branch-and-Bound juntamente com modelos de transportes (Sun et al. (1982), Thompson e Wall (1981)), programação quadrática inteira mista (PQIM), (Ponnavaiko et al. (1987)), algoritmos baseados em técnicas de decomposição (Kagan e Adams (1993)) e programação dinâmica. Na linha de pesquisa que propõe a solução através de algoritmos combinatórios tem-se os algoritmos genético (AG) (Miranda e Proença (1998)).

Neste trabalho, o problema de planejamento da expansão de redes de distribuição – alimentadores e subestações é formulado como um problema de Programação Linear Inteiro Misto (PLIM), considerando-se restrições referentes à radialidade do sistema projetado, suprimento da demanda em cada estágio dentro do horizonte de planejamento e limite máximo de fluxo permitido nos alimentadores. Consideram-se as possibilidades de que em cada estágio de planejamento podem ser utilizados condutores de diferentes bitolas, melhorando



sensivelmente o modelo de planejamento utilizado, tornando-o bem próximo da realidade. A técnica de solução adotada é um algoritmo de Branch-and-Bound adaptado para a solução do problema. O algoritmo inicia sua busca resolvendo um Problema Linear relaxado. Após, fixam-se as variáveis das subestações para a divisão deste problema. As próximas variáveis a serem escolhidas serão dos alimentadores potenciais (Almeida (2002)). Apresentam-se resultados para três sistemas da Literatura (Kagan (1993)); (Proença (1993)), (Almeida (2002)).

2 Descrição do Problema

Dentre os diversos tipos de formulações apresentadas para o problema, a diferença básica entre elas está no grau de detalhamento dos modelos, que são idealizados de acordo com a técnica de otimização adotada para a solução do problema e o tipo de planejamento que está sendo efetuado (condições de operação normais, emergência, etc)

O planejamento de sistemas de distribuição pode ser genericamente estabelecido da seguinte forma: Suponha que exista uma rede de distribuição de energia elétrica atendendo um número de consumidores (residencial, comercial, industrial e rural) de uma determinada área com uma carga pré-estabelecida e as subestações fornecendo a energia necessária para atender a demanda destes. A carga desse sistema não é estática, havendo ao longo dos anos, em algumas regiões, um crescimento de consumo e em outras, uma retração da demanda de energia, que variam de acordo com suas características sócio-econômicas. O crescimento ou redução da carga, impõe a necessidade da expansão da rede: construção de novos alimentadores, subestação, troca de bitola dos alimentadores existentes, etc.

Matematicamente o planejamento da expansão de sistemas de distribuição pode ser formulado como um PLIM de grande porte; escrito como (Kathor e Lung (1993)):

minimizar [custos de investimentos (construção de novos alimentadores e subestações, recondutoramento, etc) + custos de operação (perdas)]
s.a.

(1)

Atendimento da demanda: Leis de Kirchhoff

Qualidade do serviço prestado: queda de tensão máxima permitida nos alimentadores

Restrições físicas de operação dos equipamentos (*capacidade de subestações máximo fluxo permitida no alimentadores*)

Restrições lógicas: Manter a radialidade do sistema

Alguns parâmetros do projeto de sistemas de distribuição e suas relações com a formulação adotada neste trabalho são:

- O fator de potência do sistema é considerado constante para todos os estágios do período de planejamento. Assim apenas a potência aparente será necessária para representar a rede;
- As cargas são representadas por um modelo de corrente contínua ou seja, as correntes nas cargas não variam com as respectivas tensões;
- Um estudo de carga local é previamente avaliado e considerado como entrada para o modelo de rede utilizado. O período de planejamento é feito em vários estágios consecutivos, sendo estes com o mesmo período de duração, geralmente em anos.

2.1 Função Objetivo

Envolve os custos fixos e variáveis dos elementos que compõem o sistema tanto na operação quanto na expansão durante o período de planejamento. A solução ótima refere-se ao menor custo calculado para uma dada configuração inicial da rede.

Os custos fixos representam os investimentos na instalação de novos elementos (linhas, transformadores, etc) no sistema. Os custos variáveis representam as despesas necessárias para operar o sistema elétrico de potência e principalmente devido as perdas ôhmicas; existem outros custos que podem ser representados abaixo desta categoria, tais como os custos de manutenção. A exata consideração de funções não-lineares para PLIM ou funções quadráticas, não é possível. Entretanto uma boa aproximação pode ser obtida através de uma aproximação linear por partes.

2.2 Restrições

As restrições utilizadas nesta formulação foram:

Balanco de Demanda: São baseadas na Lei de Kirchhoff de corrente aplicada a cada nó do sistema. Estas restrições asseguram para cada nó em cada estágio, que o somatório do fluxo líquido de potência seja nulo. Todos os nós, inclusive as subestações também são incluídas nas equações. Os fluxos nas subestações devem ser considerados para as restrições de balanço da demanda.

Máximo Fluxo de Potência: Responsável pelo limite da capacidade nos alimentadores e subestações (existentes ou futuras), durante o período de planejamento.

Radialidade: Prática comum em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica visando obter uma configuração ótima radial, ou seja, sem o conflito de uma ou mais subestações alimentando um ou mais pontos em comum.

Queda de tensão: Restrições que fixam os limites máximos de queda de tensão permitidos nos alimentadores. São de difícil tratamento no algoritmo de Branch-and-Bound para alimentadores futuros com variáveis de decisão relaxadas ($0 < \delta_{i-1} < 1$). No algoritmo proposto estas restrições foram consideradas dinamicamente na árvore de Branch-and-Bound.





3 Técnica de Solução Proposta

O planejamento da expansão formulado genericamente em (1) adotando-se as considerações detalhadas anteriormente, é um problema de Programação Linear Inteiro Misto (PLIM). Neste trabalho, a proposta para resolver este problema é um algoritmo de Branch-and-Bound clássico no qual serão analisadas e estudadas as características específicas do planejamento da distribuição, para incluir durante a solução as restrições de cortes com o objetivo de reduzir o espaço de busca.

3.1 Algoritmo de Branch-and-Bound para o Problema de Planejamento

A idéia básica da metodologia Branch-and-Bound é dividir e explorar. O método Branch-and-Bound não resolve diretamente o problema inteiro, ele soluciona um problema relaxado pois considera as variáveis inteiras como reais. O espaço das soluções do problema inteiro é apenas um subconjunto do espaço das soluções reais. O motivo de relaxar o problema inteiro é que este problema pode ser resolvido como um conjunto de problemas de Programação Linear (PL). O problema de programação linear relaxado é composto pelas equações do itens 2.1 e 2.2. O melhor algoritmo de Branch-and-Bound é aquele que gera um menor número de nós na árvore criada por ele, ou seja, há o menor número possível de problemas de programação linear (PL) a serem solucionados, economizando-se tempo e esforço computacional.

A eficiência do algoritmo de Branch-and-Bound depende dos critérios escolhidos para obtenção da seqüência de problemas a serem analisados e dos critérios de sondagem. Pode-se destacar, na solução do problema da expansão da distribuição, os seguintes critérios:

- *Estratégia escolhida para encontrar a variável de separação:* Neste caso, adotou-se iniciar a divisão do problema partindo-se das variáveis de decisão das subestações potenciais, pois os custos destas são muito maiores em relação aos custos dos alimentadores futuros e existentes. Fixando-se uma variável da subestação futura, tem-se apenas que determinar o caminho mais econômico para alimentar todas as cargas do sistema. Encerrada esta etapa, busca-se a solução ótima do problema a partir das variáveis de decisão dos alimentadores futuros.
- *Estratégia escolhida para encontrar o próximo problema que deverá ser resolvido:* A escolha da variável de decisão dos alimentadores futuros é feita em função dos seus valores nos problemas relaxados (nós da árvore de decisão). As variáveis de decisão que possuem valores menores ou iguais a *meio*, assumem valor zero. Para valores acima de *meio*, as variáveis são fixadas em um.
- *Determinação de uma solução inteira inicial (incumbente inicial) através de um algoritmo heurístico:* Implementou-se um algoritmo

heurístico visando encontrar uma solução incumbente inicial para o algoritmo de Branch-and-Bound, com o objetivo de reduzir o número de problemas lineares resolvidos e aumentar a eficiência do algoritmo. Este algoritmo é composto dos seguintes passos:

- (v) Resolver o problema linear relaxado desprezando as restrições de queda de tensão nos alimentadores potenciais;
- (vi) Calcular a média aritmética dos valores atuais das variáveis de decisão:

$$\delta_m = \sum_{k=1}^n (\delta_{i-j})_k ;$$
 δ_{i-j} = variável de decisão dos alimentador futuro entre os nós i e j , n = número de alimentadores futuros e δ_m = valor médio
- (vii) Fixar as variáveis das subestações até obter a factibilidade (atendimento da demanda);
- (viii) Fixar, uma a uma, as variáveis dos alimentadores futuros;

Se a variável do alimentador tem valor menor que a média, fixe-a mesma em zero, caso contrário fixe-a em um;
- (ix) Se a solução for inteira → fim do processo; solução incumbente z^* é a solução inteira encontrada, caso contrário retorne a (iv) e fixar a próxima variável da lista.

Os critérios de sondagem alteram o desempenho do algoritmo, pois impedem que soluções de pior qualidade sejam encontradas. Os testes de sondagem utilizados foram:

- *Teste 1 - se a solução atual z encontrada satisfazer $z \geq z^*$:* onde z^* é a solução incumbente atual do problema de minimização;
- *Teste 2 - se o PL é infactível:* Logo os subproblemas seguintes serão mais infactíveis que o anterior. Desta forma, deve-se eliminar este evitando avaliações futuras.
- *Teste 3 - se a solução do PL é inteira:* Neste caso, se a solução inteira é melhor que a incumbente então, deve-se atualizá-la e aplicar novamente o teste 1

Restrições de radialidade: Trata-se de restrições que atuam em cada malha do sistema impedindo a formação de laços ou ainda, que um determinado ponto seja alimentado por duas ou mais subestações. Tais restrições incluem apenas as variáveis de decisão dos alimentadores potenciais. Havendo a possibilidade de alocar um, entre alguns alimentadores de diferentes bitolas e custos; esta condição é prevista na restrição de radialidade. A soma das variáveis binárias referentes ao mesmo trecho de diferentes bitolas é sempre menor ou igual ao número de cabos que podem ser alocados por trecho, evitando que um nó seja alimentado por duas subestações ou que uma malha seja fechada, ilustrado na Fig. 1:

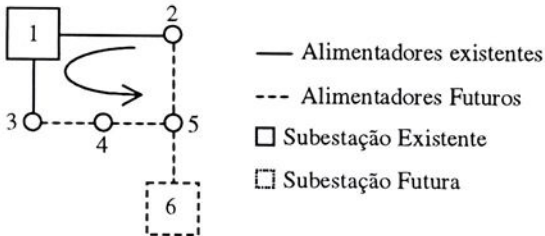


Figura 1 - Exemplo com restrições de radialidade.

Restrições de Radialidade:

$$(\delta_{2-5}^{#1} + \dots + \delta_{2-5}^{#k}) + (\delta_{5-6}^{#1} + \dots + \delta_{5-6}^{#k}) \leq 1$$

$$(\delta_{3-4}^{#1} + \dots + \delta_{3-4}^{#k}) + (\delta_{4-5}^{#1} + \dots + \delta_{4-5}^{#k}) + (\delta_{2-5}^{#1} + \dots + \delta_{2-5}^{#k}) \leq 2$$

onde $\delta_{i-j}^{#k}$ = variável de decisão dos alimentadores futuros, entre os nós $i-j$, de bitola k .

Restrições de queda de tensão alocadas dinamicamente para os alimentadores futuros: No algoritmo proposto, estas restrições foram adicionadas dinamicamente no processo de busca, ou seja, considerando-se restrições de queda de tensão em cada nó da árvore de Branch-and-Bound para alimentadores existentes e alimentadores futuros com variáveis de decisão fixas em *um*. Desta forma, conforme a busca do algoritmo avança em profundidade, adicionam-se as restrições correspondentes de queda de tensão. No final da busca tem-se a melhor configuração para um determinado estágio e a queda de tensão em todos os alimentadores (existentes e futuros) do sistema.

Na Figura 2, apresenta-se um diagrama de blocos do algoritmo de Branch-and-Bound adaptado para a solução do problema de planejamento e implementado neste trabalho.

4 Resultados

O algoritmo de Branch-and-Bound especializado da Fig. 2 foi implementado em linguagem de programação FORTRAN. O software de otimização utilizado foi o MINOS 5.4 (Bruce, Michael, (1983)). Foram simulados três sistemas elétricos, considerando-se alguns estágios de planejamento. São apresentadas também as configurações finais para alguns estágios: A cada trecho (dois nós), há a possibilidade de alocação de um entre três possíveis bitolas de cabos para o sistema I, conforme Tabela 1. Os sistemas II e III foram simulados considerando a possibilidade de alocação de cabos da bitola #1, conforme Tabela 1.

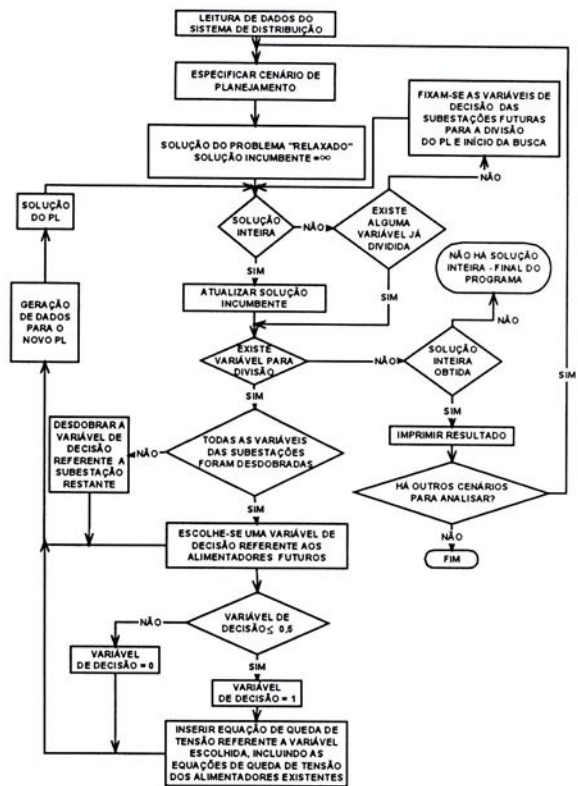


Figura 2 - Diagrama de Blocos do Algoritmo.

Tabela 1 - Características dos cabos utilizados nas simulações do Sistema I

Cabos	Capacidade (MVA)	Custo Fixo (unid/MVA/km)	Custo Variável (unid/km)
#1	20	3	20
#2	25	4	25
#3	30	6	12

4.1 Sistema I

Sistema teste constituído por 11 nós, quatro alimentadores existentes, 10 alimentadores futuros, 01 subestação existente e 01 subestação potencial.

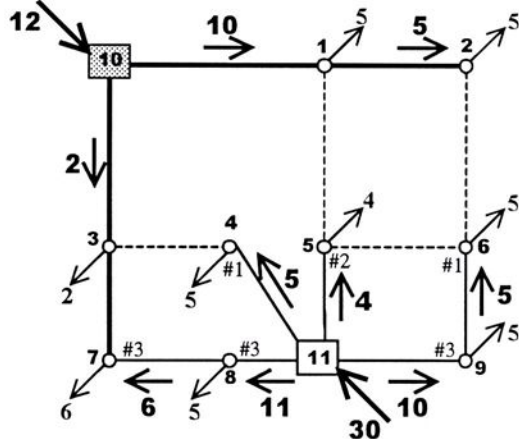


Figura 3 - Configuração do primeiro estágio.

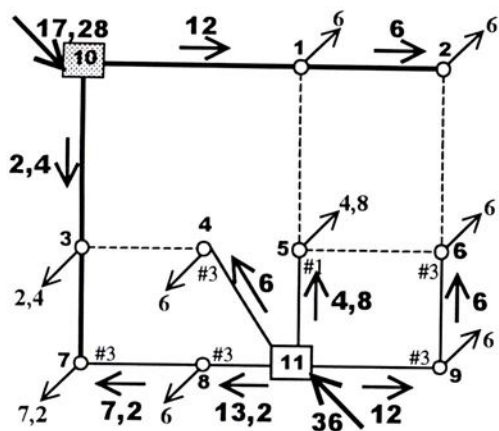


Figura 4 - Configuração do segundo estágio.

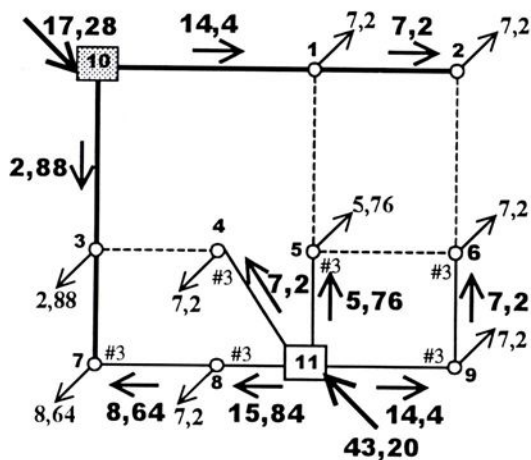


Figura 5 - Configuração do terceiro estágio.

A Tabela a seguir apresenta os custos encontrados para os cenários das Figs. 3, 4 e 5

Tabela 2 - Custos para os três estágios do Sistema I

Sistema I	Custo (unidades)
Estágio I	831
Estágio II	477
Estágio III	551

4.2 Sistema II

Sistema teste constituído por 12 nós, 03 alimentadores existentes, 13 alimentadores futuros, 01 subestação existente e 02 subestações potenciais.

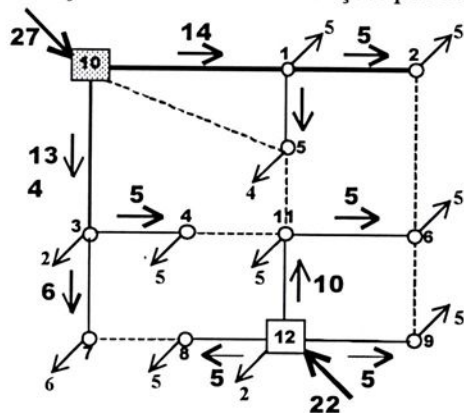


Figura 6 - Configuração do primeiro estágio.

No primeiro estágio de planejamento, a subestação potencial em 11 não foi construída pois toda a carga no sistema é atendida pelas subestações em 10 e 12.

Aumentando-se a carga do sistema, as subestações citadas acima não possuem capacidade suficiente para atender a demanda exigida. Logo, a subestação 11 é alocada, e todas as cargas continuam sendo alimentadas (Fig. 7).

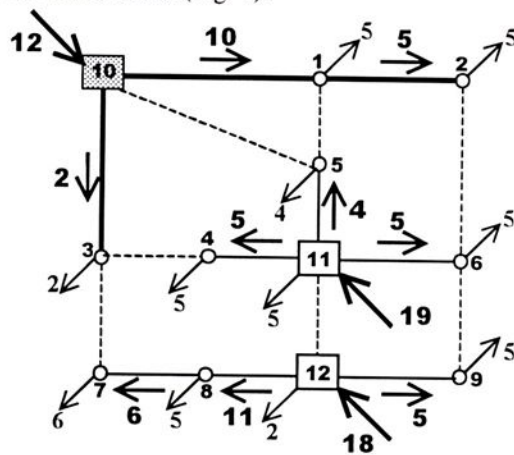


Figura 7 - Configuração do segundo estágio.

Tabela 3 - Custos e iterações para os dois estágios do Sistema II

Sistema I	Custo (unidades)
Estágio I	2176
Estágio II	4052

4.3 Sistema III

Sistema teste constituído por 54 nós, 16 alimentadores existentes, 45 alimentadores futuros, 02 subestações existentes (S1 e S2) e 02 subestações potenciais (S3 e S4). (Proença, (1993))

As linhas contínuas mais grossas representam os alimentadores existentes e as linhas contínuas mais finas indicam os alimentadores futuros que foram alocados. O custo para este estágio é 353972640.10^8 unidades

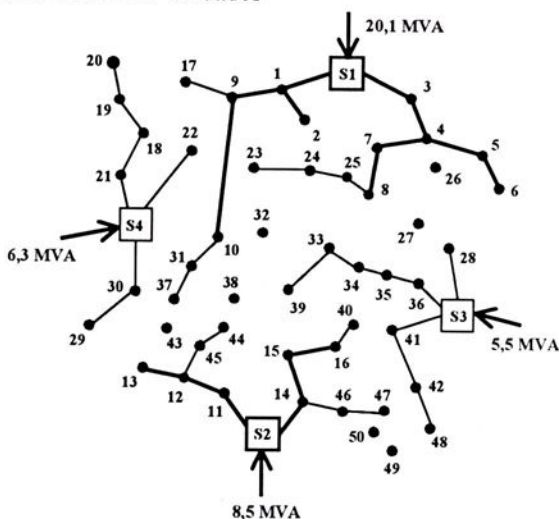


Figura 8 - Configuração do primeiro estágio.



4.4 - Comentários dos Testes

Nos sistemas (Figuras. 3, 4 e 5), as linhas contínuas grossas representam os alimentadores existentes. As linhas contínuas mais finas são os trechos construídos após a solução apresentada pelo programa. As linhas pontilhadas identificam os possíveis circuitos para os alimentadores futuros. Os quadrados com fundo cinza são as subestações existentes e os quadrados com fundo branco simbolizam as subestações futuras. Todos os valores de fluxo estão em MVA.

O Sistema I atendeu as expectativas do programa computacional desenvolvido. No primeiro estágio, a configuração final é constituída pelos 3 tipos de cabos disponíveis. No segundo estágio, a carga é aumentada de 20% em todos os nós. O sistema torna-se mais carregado e apenas dois tipos de cabos possuem características para satisfazer a configuração final. No terceiro estágio, o mais carregado e restrito (20% de aumento nas cargas em relação do estágio anterior) é constituído apenas pelo cabo de #3, nesta situação o mais econômico sob aspecto de redução das perdas na rede. Note que quanto mais carregado o sistema, mais rápido a convergência do algoritmo. Para os três estágios, a configuração ótima permaneceu a mesma alterando-se apenas as bitolas utilizadas nos trechos construídos.

Vale ressaltar que o número de variáveis de decisão para os três sistemas apresentados é a soma do número de alimentadores futuros e do número de subestações futuras.

5 Conclusão

Neste trabalho foi proposto e implementado um algoritmo de Branch-and-Bound dedicado à solução do problema de expansão de redes de distribuição. As particularidades deste algoritmo: heurística para gerar solução incumbente de boa qualidade; inclusão de restrições de queda de tensão após a decisão de alocar o alimentador e restrições de corte de configurações que garantam a radialidade da rede planejada; permitem obter um bom desempenho da metodologia proposta e a simulação de sistemas com um grande número de variáveis de decisão, considerando-se vários cenários e possibilidades de que durante o processo de busca possam ser analisados diferentes tipos de recursos possíveis de serem alocados.

Os resultados obtidos com as simulações dos sistemas apresentados, comprovam a eficiência do programa computacional desenvolvido a partir do algoritmo proposto. Em todas as simulações realizadas, não ocorreram conflitos entre as subestações nas configurações ótimas propostas, prevalecendo-se a radialidade do sistema. A metodologia apresentada neste trabalho é adequada para implementação em máquinas de memória distribuída, permitindo expandir o espaço de busca,

sofisticar a modelagem do problema e ao mesmo tempo reduzir o tempo computacional.

Agradecimentos

À FAPESP - Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo, pelo apoio financeiro para a realização deste projeto (Processo 99/01367-6).

Referências Bibliográficas

- Almeida, M.S., Alocação Ótima de Subestações e Alimentadores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica usando um Algoritmo de Branch-and-Bound, Dissertação de Mestrado, FEIS-UNESP, Julho 2002, 110pp
- Bruce, M.A., Michael S.A.: MINOS 5.4 - User's Guide, Technical Report SOL 83-20R, December 1983, Revised Jan 1987, Mar 1993, Feb 1995
- Kathor, S.R.; Leung, L.C. "Power Distribution Planning: A review of models and issues", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, nº 3, August 1997
- Kagan, N. e Adams R.N. (1993) "A Benders Decomposition Approach to the Multiobjective Distribution Planning Problem", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 15, nº 5, pp. 259-271.
- Ponnaiaiko et al. (1987). Distribution System Planning Through Mixed Integer Programming Approach, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. PWRD-2, nº 4, pp. 1157-1163.
- Proença, L.M.B. (1993). Algoritmos Genéticos no Planejamento da Expansão de Distribuição de Energia Elétrica, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto - Portugal.
- Ramírez-Rosado, I.J; Bernal-Agustín, J.L. (1998). "Genetic Algorithms Applied to the Design of Large Power Distribution Systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, nº 2, May 1998, pp. 696-703.
- Sun et al. (1982). "Optimal Distribution Substation and Primary Feeder Via the Fixed Charge Network Formulation", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, nº 3.
- Thompson, G. L., Wall, D.L. (1981). "A Branch and Bound Model for Choosing Optimal Substation Locations", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, nº 5.





**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"**

Câmpus de Ilha Solteira

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Av. Brasil Centro, 56

15385-000 Ilha Solteira - SP

www.dee.feis.unesp.br

