

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “Júlio de Mesquita Filho”
UNESP – Campus de ILHA SOLTEIRA
FACULDADE DE ENGENHARIA - PROGRAMA DE PÓS -GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

JOÃO DE SOUSA

**PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA ATRAVÉS DE UM MODELO DE PROGRAMAÇÃO
LINEAR INTEIRO MISTO (PLIM)**

Ilha Solteira

2013

JOÃO DE SOUSA

**PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA ATRAVÉS DE UM MODELO DE PROGRAMAÇÃO
LINEAR INTEIRO MISTO (PLIM)**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” – UNESP, Campus de Ilha Solteira, para preenchimento dos pré-requisitos parciais para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica. Área de Conhecimento: Automação.

José Roberto Sanches Mantovani

Orientador

Marcos Julio Rider Flores

Co-Orientador

Ilha Solteira

2013

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

S725p Sousa, João de.
Planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica através de um modelo de programação linear inteiro misto (plim) / João de Sousa. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2013
114 f. : il.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2013

Orientador: José Roberto Sanches Mantovani

Co-orientador: Marcos Júlio Ríder Flores

Inclui bibliografia

1. Planejamento de sistemas de distribuição de energia. 2. Programação linear-inteira mista. 3. Otimização clássica. 4. Confiabilidade do sistema de distribuição.



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

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO: Planejamento de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica através de um Modelo de Programação Linear Inteiro Misto (PLIM)

AUTOR: JOÃO DE SOUSA

ORIENTADOR: Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI

CO-ORIENTADOR: Prof. Dr. MARCOS JULIO RIDER FLORES

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

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

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

Prof. Dr. ANTONIO MARCOS COSSI
Departamento de Matemática / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

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

Prof. Dr. ARTURO ALEJANDRO ZAVALA ZAVALA
Departamento de Economia / Universidade Federal de Mato Grosso

Data da realização: 22 de março de 2013.

DEDICO

À minha mãe **Raimunda Pereira dos Santos**,
que sempre esteve presente em todos os
momentos de minha vida com sua dedicação e
amor sem limites.

AGRADECIMENTOS

A Deus, que me deu força e vontade para superar os obstáculos e me fez concluir mais esta etapa da minha vida.

Ao meu Orientador José Roberto Sanches Mantovani e meu Co-Orientador Marcos Júlio Rider, um agradecimento em especial por toda a competência, disposição paciência, compreensão e atenção a mim prestado em todos os momentos que necessitei, e também pela amizade e confiança em mim depositada.

Ao professor Rubén Augusto Romero Lázaro por abrir as portas desta instituição num momento muito importante da minha vida, além do companheirismo em todos os momentos de minha estadia aqui.

Ao Prof. Francisco Villareal pela confiança e pela oportunidade de estar neste curso.

Aos Professores Antonio de Andrade e Silva (UFPB) e Einstein Lemos de Aguiar (UFMT) e suas respectivas famílias, pela confiança e apoio contínuo.

À minha família, pelo apoio, sem o qual não seria possível ter chegado a mais esta etapa vencida em minha vida.

Aos meus amigos do departamento e laboratório (*LaPSEE*) pela excelente convivência e pela amizade ao longo deste trabalho, em particular ao amigo Dércio Braga Santos, pelo companheirismo nos muitos momentos difíceis que passamos durante esta jornada.

A todos os docentes e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica – FEIS/UNESP, que diretamente ou indiretamente, colaboraram para a realização deste trabalho.

Aos professores do departamento de Matemática da Universidade Federal de Mato Grosso (UFMT/ICET), campus de Cuiabá-MT, pelo apoio.

Ao CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico) pelo apoio financeiro.

RESUMO

Neste trabalho apresenta-se uma metodologia heurística para o planejamento da expansão de sistemas aéreos de distribuição de energia elétrica que utiliza dois diferentes modelos de programação linear binária mista (MBLP). O primeiro modelo efetua o planejamento ótimo do sistema sem considerar a confiabilidade e o segundo, visa obter a melhor solução para o problema de planejamento considerando a alocação de chaves para realizar a restauração da rede em condições de contingências. Os dois modelos são resolvidos por técnicas de otimização clássica. No primeiro modelo consideram-se os custos de investimentos com a instalação de novos alimentadores, troca de circuitos, construção de novas subestações, realimentação de subestações existentes, custos operacionais da rede e, o comportamento de operação do sistema. No segundo modelo consideram-se os custos de operação através do cálculo da energia não distribuída, custos de alocação de chaves de manobra, além do custo de construção de circuitos alimentadores de interconexões. Os modelos propostos foram implementados na plataforma AMPL e resolvido utilizando o software CPLEX. Os testes foram realizados utilizando os sistemas de teste 54 e 182 barras disponíveis na literatura e os resultados mostram a qualidade e validade dos modelos propostos.

PALAVRAS CHAVE: Planejamento de sistemas de distribuição de energia. Programação linear-inteira mista. Otimização clássica. Confiabilidade do sistema de distribuição.

ABSTRACT

In this paper we present a heuristic methodology for the expansion planning of overhead electrical power distribution systems using two different models of mixed binary linear programming (MBLP). The first model performs the optimal planning without considering the reliability and the second one aims to obtain the best solution to the system planning problem considering the switches allocation to perform the network restoration in terms of contingencies. Both models are solved by classical optimization techniques. The first model takes into account the investment costs with the installation of new feeders, switching circuits, construction of new substations, re-powering of existing substations, operating costs and operating behavior of the system. The second model considers the operating costs by calculating the energy not supplied, cost of allocating switches and the cost of construction of interconnection circuits feeders. The proposed models have been implemented on the AMPL platform and solved using the CPLEX software. Tests were performed using the test systems with 54 and 182 nodes that are available in the literature and the results show the quality and validity of the proposed models.

KEYWORDS: Systems planning power distribution. Linear-mixed integer programming. Classical optimization. Distribution system reliability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Ilustração da modelagem linear por partes da função $\hat{S}_{ij,c}^E$.	43
Figura 2	Configuração inicial do sistema de distribuição de 54 barras.	47
Figura 3	Configuração proposta para o sistema de distribuição de 54 barras.	48
Figura 4	Configuração inicial do sistema de distribuição de 182 barras.	50
Figura 5	Configuração proposta pelo modelo para o sistema de distribuição de 182 barras.	51
Figura 6	Sistema inicial em operação do modelo de 11 barras.	64
Figura 7	Configuração ótima obtida pelo modelo de PSDEE para o sistema de 11 barras.	65
Figura 8	Configuração ótima proposta pelo modelo de PSDEE, com as chaves alocadas em todos os circuitos.	65
Figura 9	Sistema de distribuição de 54 barras com as propostas dos possíveis circuitos de interconexões.	74
Figura 10	Alocação de chaves em circuitos existentes e de interconexões para o sistema de distribuição de energia elétrica de 54 barras.	74
Figura 11	Sistema de distribuição de 182 barras com os circuitos de interconexão possíveis.	76
Figura 12	Alocação de chaves em circuitos existentes e de interconexão para o sistema de distribuição de energia elétrica de 182 barras.	77
Figura 13	Fronteira de Pareto.	83
Figura 14	Soluções não dominadas para o PSDEE para o primeiro estágio do sistema de 54 barras.	85
Figura 15	Configuração proposta pelo modelo matemático de PSDEE do sistema de 54 barras no primeiro estágio de planejamento.	86
Figura 16	Soluções não dominadas fornecidas pelo modelo de Alocação e Operação de Chaves no primeiro estágio de planejamento do sistema de 54 barras.	88
Figura 17	Configuração proposta pelo modelo matemático de PSDEE do sistema de 54 barras no primeiro estágio.	89
Figura 18	Resultados que satisfazem a solução ótima do modelo de PSDEE para o segundo estágio do sistema de 54 barras.	91

Figura 19	Configuração proposta pelo modelo matemático de PSDEE do sistema de 54 barras no segundo estágio.	92
Figura 20	Soluções não dominadas e fornecidas pelo modelo de Alocação e Operação de Chaves para o segundo estágio do sistema de 54 barras.	93
Figura 21	Configuração com a alocação de chaves para o sistema de 54 barras no segundo estágio.	94
Figura 22	Soluções não dominadas fornecidas pelo modelo de PSDEE para o terceiro estágio do sistema de 54 barras.	95
Figura 23	Topologia fornecida pela solução sob análise do PSDEE, para o sistema de 54 barras no terceiro estágio.	96
Figura 24	Soluções não dominadas obtidas pelo modelo de Alocação e operação de Chaves para o terceiro estágio do modelo de 54 barras.	97
Figura 25	Topologia com a alocação de chaves do sistema de 54 barras no terceiro estágio.	98

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Dados dos circuitos do sistema de 54 barras.	46
Tabela 2	Dados dos circuitos do sistema de 182 barras.	46
Tabela 3	Barras de passagem não utilizadas e circuitos construídos ou reconduzidos do sistema de 54 barras.	49
Tabela 4	Barras de passagem não utilizadas e circuitos construídos ou reconduzidos do sistema de 182 barras.	52
Tabela 5	Operação de chaves e disjuntores nos circuitos $i-j$ para contingência nas barras do sistema.	67
Tabela 6	Custos totais de investimentos obtidos pelo modelo de PSDEE para o primeiro estágio do sistema de 54 barras.	84
Tabela 7	Custo de investimento do modelo de Alocação e Operação de Chaves no primeiro estágio para o sistema de 54 barras.	87
Tabela 8	Alocação de chaves no primeiro estágio para o sistema de 54 barras.	88
Tabela 9	Custos do total de investimento do modelo de PSDEE para o segundo estágio de planejamento do sistema de 54 barras.	90
Tabela 10.	Custo de investimento do modelo de Alocação e Operação de Chaves no segundo estágio do sistema de 54 barras.	92
Tabela 11	Chaves alocadas nos circuitos existentes e de interconexão.	94
Tabela 12	Custos do total de investimento do modelo de <i>PSDEE</i> no terceiro estágio do sistema de 54 barras.	95
Tabela 13	Tipos de condutores sob análise para o terceiro estágio de planejamento do sistema de 54 barras.	97
Tabela 14	Custo de investimento do modelo de Alocação e Operação de Chaves no terceiro estágio para o sistema de 54 barras.	97
Tabela 15	Alocação de chaves nos circuitos existentes e de interconexão no terceiro estágio do sistema de 54 barras.	98

LISTA DE SÍMBOLOS

Conjuntos

B	Conjunto de barras do sistema;
B^S	Conjunto das subestações existentes no sistema e candidatas;
Ω^N	Conjunto dos circuitos novos;
B^t	Conjunto das barras de passagem;
C	Conjunto de tipo de condutores;
Ω_B	Conjunto de barras;
Ω_S	Conjunto de cenários de operação;
Ω_E	Conjunto dos circuitos existentes;
Ω_N	Conjunto dos circuitos de interconexão;
Ω_O	Conjunto de circuitos em operação;
Ω_{FO}	Conjunto de circuitos fora de operação;

Parâmetros

C_{ij}^0	Custos de perdas de energia;
C_{ij}^L	Custo de construção de circuitos;
C_i^S	Custo de construção de subestação;
C_i^O	Custo de operação da subestação i ;
$C_{ij,c}^L$	Custo de construção do circuito ij com condutor do tipo c ;
$C_{a,b}^R$	Custo de recondutoramento do circuito existente ij , com condutor do tipo a para o condutor do tipo b ;
$C_{i,s}$	Condição de falta permanente perto da barra i no cenário s ;
C_{ch}	Custo de alocação das chaves;
C_N	Custo de construção de um circuito de interconexão;
C_{och}	Custo de operação das chaves;
K_c	Custos das perdas de energia no horizonte de planejamento;
K	Custo de racionamento;
M	Grau de liberdade da variável $R_{i,s}$;
N^E	Número de circuitos existentes;

N_B	Número de barras do sistema;
N_S	Número de subestações;
$R_{ij,c}^R$	Resistência do circuito existente ij , com condutor do tipo c ;
$R_{ij,c}^N$	Resistência do circuito ij , com condutor do tipo c ;
\bar{S}_c	Fluxo de potencia máxima com condutor do tipo c ;
\bar{S}_i^{SE}	Capacidade energética máxima da subestação existente i ;
\bar{S}_i^{SN}	Capacidade energética máxima da repotenciação da subestação i ;
$S_{i,s}^S$	Potência aparente na subestação i , no cenário s ;
\bar{S}_i^S	Potência aparente máxima na subestação i ;
S_i^D	Potência aparente da demanda no barra i ;
\bar{S}_{ij}	Fluxo de potência aparente máxima do circuito ij ;
t_{ij}^O	Tipo de condutor atual do circuito existente ij ;
\underline{V}	Tensão mínima nas barras;
\bar{V}	Tensão máxima nas barras;
V^{base}	Tensão base;
V^{nom}	Tensão nominal;
Z_{ij}	Impedância equivalente nos circuitos ij ;
$Z_{ij,c}^E$	Impedância do circuito existente ij , do condutor do tipo c ;
$Z_{ij,c}^N$	Impedância dos circuitos de interconexão ij , do condutor do tipo c ;
ΔV	Máxima queda de tensão;
λ_s	Taxa da falta permanente no cenário s ;

Variáveis

$\delta_{ij,c}^L$	Variável binária de decisão em investimentos de circuitos de i para j , com condutor do tipo c ;
$\delta_{ij,c}^R$	Variável binária de decisão em investimento para o recondutoramento de circuitos existentes ij , do condutor do tipo c ;
δ_i^S	Variável binária de decisão em investimentos de subestação;
δ_{ij}^L	Variável binária de investimento de circuitos;
S_{ij}	Fluxo de potência nos circuitos ij ;
S_i^C	Potência de carga na barra i ;

S_i^S	Potência na subestação i ;
\bar{S}_i^S	Potência máxima na subestação i ;
$S_{ij,c}^E$	Fluxo de potência no circuito existente ij , com condutor do tipo c ;
$S_{ij,c}^N$	Fluxo de potência no circuito ij , candidatos, com condutor tipo c ;
R_i	Racionamento na barra i ;
V_i	Magnitude de tensão na barra i ;
y_i	Variável de decisão do uso de barra de passagem i ;

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	
	REFERÊNCIAS	23
2	MODELO DE PROGRAMAÇÃO LINEAR INTEIRO MISTO PARA O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	
2.1	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	27
2.2	MODELO DE PLANEJAMENTO DE PROPOSTO	33
2.2.1	Obtenção de um modelo simplificado de programação não linear inteiro Misto	33
2.2.2	Modelo matemático de PNLB proposto	37
2.2.3	Obtenção do Modelo de Programação Linear Binário	41
2.2.3.1	Linearização das restrições do modelo de PNLB	41
2.2.3.2	Linearização dos termos quadráticos da função objetivo	42
2.3	TESTES E RESULTADOS	46
2.3.1	Sistema de distribuição de 54 barras	47
2.3.2	Sistema de distribuição de 182 barras	49
2.4	CONCLUSÕES	52
	REFERÊNCIAS	53
3	PROPOSTA DE MODELO MATEMÁTICO DE ALOCAÇÃO E OPERAÇÃO DE CHAVES EM REDES RADIAIS DE DISTRIBUIÇÃO	
3.1	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	58
3.2	MODELO MATEMÁTICO DE ALOCAÇÃO E DE OPERAÇÃO DE CHAVES	61
3.2.1	Modelo matemático do problema de operação de chaves	62
3.2.2	Modelo de alocação e operação de chaves	68
3.3	MODELO MATEMÁTICO PROPOSTO	69
3.4	TESTES E RESULTADOS	73

3.4.1	Sistema de distribuição de 54 barras	73
3.4.2	Sistema de distribuição de 182 barras	76
3.5	CONCLUSÕES	78
	REFERÊNCIAS	79

4 TESTES E RESULTADOS COMPLEMENTARES

4.1	DOMINÂNCIA E SOLUÇÕES DE PARETO ÓTIMAS	82
4.2	RESULTADOS OBTIDOS	84
4.2.1	Resultados obtidos no primeiro estágio	84
4.2.2	Resultados obtidos no segundo estágio	90
4.2.3	Resultados do terceiro estágio	95
4.3	CONCLUSÕES	99
	REFERÊNCIAS	99

5 CONCLUSÕES GERAIS E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

5.1	CONCLUSÕES GERAIS	101
5.2	TRABALHOS FUTUROS	102

APÊNDICE A

- * PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA ATRAVÉS DE UM MODELO DE OTIMIZAÇÃO CLÁSSICA.
- * TÉCNICA HEURÍSTICA PARA O PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CONSIDERANDO A CONFIABILIDADE DA REDE.
- * ALOCAÇÃO E OPERAÇÃO DE CHAVES EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO UM MODELO DE PROGRAMAÇÃO LINEAR INTEIRA MISTA.

APÊNDICE B

- * Dados do Sistema de 11 barras
- * Dados dos sistema de 54 barras
- * Dados dos sistema de 182 barras

1 INTRODUÇÃO

O desenvolvimento de modelos matemáticos e utilização de técnicas de solução adequadas no planejamento da expansão dos sistemas de distribuição de energia elétrica, são de grande importância para as empresas distribuidoras devido a necessidade de atender a demanda crescente dos consumidores com qualidade e a custos competitivos. Assim, os custos de investimentos e de operação envolvidos somados ao fato de que a maioria das faltas ocorre nos sistemas de distribuição, ressaltam a importância do planejamento da expansão destes sistemas considerando aspectos econômicos e técnicos incluindo a confiabilidade destes sistemas.

Desta forma, torna-se importante para os departamentos de planejamento das empresas do setor de distribuição de energia dispor de ferramentas computacionais para análise e planejamento, que contemplem os custos associados à confiabilidade e a qualidade do fornecimento de energia elétrica, levando-se em consideração o montante dos investimentos necessários para a expansão das redes de distribuição. Por outro lado, a preocupação crescente com o meio ambiente, resulta em legislações mais exigentes e em maiores cobranças de caráter social, sendo necessária também a consideração de uma grande quantidade de aspectos não técnicos, no PSDEE (Planejamento de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica).

O planejamento da expansão é um processo que culmina com a tomada de decisões e elaboração do projeto da rede. Através desse processo busca-se identificar o melhor plano de expansão da rede de distribuição para alcançar as metas das empresas distribuidoras (LAVORATO, 2010; RAMIREZ-ROSADO; DOMINGUES-NAVARRO, 2006; DIAZ-DOURADO; PIDRE, 2004; RAMIREZ-ROSADO; DOMINGUES-NAVARRO, 2004; ASAKURA et al., 2003; CARVALHO et al., 2000). Essas metas incluem diferentes considerações tais como:

- a) *Técnicas*: Devem ser buscadas ações de planejamento das redes para melhorar a qualidade do serviço, padrões de confiabilidade e flexibilidade futura;
- b) *Econômicas ou financeiras*: Procura-se minimizar os custos de investimentos e os custos operacionais e maximizar os benefícios;
- c) *Sociais*: Redução de impactos ambientais e preservar e melhorar a imagem da empresa distribuidora junto a comunidade.

A importância do PSD também pode ser observada sob diferentes aspectos:

- a) *Técnico*: A enorme extensão das redes de distribuição faz com que esta seja a parte do sistema elétrico onde são utilizadas grandes quantidades de materiais e equipamentos elétricos, e onde se verifica uma parcela importante das perdas técnicas. Neste sistema as quedas de tensões na rede necessitam de uma maior atenção, pois estas afetam diretamente o consumidor, são passíveis de multas e estão normalizadas segundo as agências reguladoras. Além disso, o sistema de distribuição necessita de um número maior de pessoas para sua administração e manutenção;
- b) *Econômico*: Observou-se, nos últimos anos, um aumento dos custos de operação dos sistemas de distribuição, indicando que se deve realizar esforços para obter uma correta utilização e retorno financeiro dos recursos que foram investidos no sistema;
- c) *Social*: As redes de distribuição têm um grande impacto na sociedade devido ao fato desta ser dependente do fornecimento de energia elétrica com qualidade, confiabilidade e custos competitivos.

O objetivo clássico do planejamento da expansão das redes de distribuição consiste em determinar os investimentos que garantam o atendimento econômico e confiável da demanda. Além disso, devem-se considerar restrições técnicas como os limites de fluxo e fornecimento de potência nas linhas e subestações, a máxima queda de tensão permitida nos alimentadores e circuitos da rede elétrica e a radialidade do sistema elétrico durante a operação (RAMIREZ-ROSADO; DOMINGUEZ-NAVARRO, 2006; RAMIREZ-ROSADO; DOMINGUEZ-NAVARRO, 2004). Nos caso das redes de distribuição a restrição de radialidade deve ser verificada em função da filosofia de operação de rede, qual seja, operar de forma radial ou fracamente malhada.

O problema de PSDEE pode ser genericamente estabelecido da seguinte forma: seja um sistema de distribuição de energia elétrica novo ou existente que deve atender um conjunto fixo de consumidores (barras de consumo). A necessidade de atender a demanda com qualidade e confiabilidade exige a expansão da rede com a construção de novos circuitos e/ou troca das linhas existentes por outras de maior capacidade, construção de subestações e ampliação das existentes. Minimizar os custos relacionados com os investimentos, a confiabilidade e a operação da rede, satisfazendo um conjunto de restrições operacionais, físicas e econômicas constituem o problema de planejamento da expansão conforme Gönen (1986).

Um dos primeiros aspectos que deve ser considerado para fazer o planejamento ótimo de um sistema de distribuição de energia elétrica é o de definir claramente o período de tempo que este planejamento deve abranger. O problema de PSDEE pode ser dividido em dois tipos,

em função do período de planejamento: planejamento de curto-prazo (de 1 a 5 anos) e planejamento de longo-prazo (de 5 a 12 anos). Basicamente, podem-se distinguir dois modelos de planejamento, em função do horizonte de planejamento: estático e multi-estágio (FLETCHER; STRUNZ, 2007). No modelo estático considera-se que o planejamento é realizado com os dados da demanda prevista no final do horizonte de planejamento.

No planejamento a longo prazo o horizonte de planejamento é dividido em vários estágios, os investimentos em construção, substituição e ampliação de circuitos e subestações são realizados ao longo dos períodos do horizonte de planejamento. Este tipo de planejamento é conhecido como planejamento multi-estágio, sendo o que melhor representa a realidade do comportamento das redes elétricas. O problema de quando devem ser construídos os componentes do sistema é analisado simultaneamente com os requisitos quantitativos de todos os estágios que compõem o horizonte de planejamento. Trata-se de um modelo de planejamento dinâmico. Outra abordagem de solução do planejamento multi-estágio é referenciado na literatura como planejamento pseudo-dinâmico.

O modelo de planejamento pseudo-dinâmico pode ser resolvido através de técnicas de programação como vários modelos de planejamento estáticos consecutivos, assim cada estágio é resolvido como se fosse um único estágio. No estágio seguinte o planejamento é inicializado com o sistema que foi proposto no estágio anterior.

O modelo matemático do problema de PSDEE, considerando de forma realista as características econômicas e físicas da operação dos sistemas de distribuição de energia elétrica, é um problema de programação não linear inteiro misto de grande porte (BERNAL-AGUSTÍN, 1998). Várias propostas para resolver problemas de PSD são apresentadas na literatura, entre estas, encontram-se as técnicas de otimização clássicas como os algoritmos de Branch-and-Bound (B&B) (PAIVA et al., 2005). Este método é robusto e pode fornecer a solução ótima do problema. A desvantagem do mesmo é que o seu desempenho computacional depende das dimensões e dos modelos adotados para o problema sob estudo juntamente com os recursos computacionais e softwares de otimização disponíveis. Técnicas heurísticas como os algoritmos Branch-Exchange (GOSWAMI, 1997), e técnicas meta-heurísticas como Algoritmos Genéticos (MIRANDA et al., 1994; RAMIREZ-ROZADO; BERNAL-AGUSTÍN, 1998), Busca Tabu (COSSI et al., 2012), Simulated Annealing (NAHMAN; PERIC, 2008; PARADA et al., 2004), Colônia de Formigas (GÓMEZ et al., 2004) e Algoritmos Evolutivos (MENDOZA et al., 2006a; DIAZ-DOURADO et al., 2002b), também aparecem na literatura como propostas para a solução do problema de PSD. A limitação das metaheurísticas é o tempo computacional e a falta de um critério de

convergência. A maioria das metaheurísticas propostas utilizam um problema de fluxo de carga para calcular o ponto de operação do sistema de distribuição e verificar a viabilidade das soluções obtidas para cada proposta de investimento. Além de considerar aspectos de segurança, confiabilidade, economia e qualidade do serviço de fornecimento.

Especificamente, planejamento de sistemas de distribuição de média tensão (MT) pode ser realizado em duas fases:

- a) Alocação, repotencialização e especificação de subestações, roteamento e determinação das bitolas de alimentadores principais e circuitos laterais;
- b) Alocação de dispositivos de controle e proteção para contemplar a confiabilidade da rede (BILLINTON; JONNAVITHULA, 1996), e determinação e especificação dos cabos dos alimentadores e dos circuitos de interconexões entre alimentadores para fins de restauração e reconfiguração da rede primária.

No contexto geral dos trabalhos sobre planejamento de sistemas de MT encontrados na literatura, os modelos matemáticos desenvolvidos contemplam apenas a primeira fase. Os aspectos relativos à confiabilidade são considerados após esta etapa de planejamento, através do projeto do sistema de controle e proteção da rede.

Na literatura especializada encontram-se diversos trabalhos que abordam o problema de PSDEE com diferentes horizontes de planejamento e condições físicas e topológicas preestabelecidas: a construção e repotencialização de subestações (BERNAL-AGUSTÍN, 1998; COSSI et al., 2008; SOUSA et al., 2011); alocação de bancos de capacitores, (GALLEGO et al., 2001; SALAS, 2006); e a alocação de reguladores de tensão, (MENDOZA et al., 2007; PEREIRA, 2009). Com relação ao planejamento de sistemas de distribuição juntamente com a alocação e operação de chaves de manobras existem poucos trabalhos publicados na literatura (COSSI et al., 2012; SOUSA et al., 2012).

A proposta deste trabalho é a formulação do problema de planejamento da expansão de sistemas de distribuição e sua solução através de uma heurística de duas fases. Na primeira fase é determinado o planejamento ótimo da rede de distribuição (SOUSA et al., 2011), e na segunda fase é efetuada a alocação e o plano de operação de chaves de manobras para o sistema operando sob condições de contingências. Os dois problemas são formulados inicialmente como modelos de programação não linear inteiro misto. Para obtenção do modelo de programação linear inteiro misto efetuam-se as linearizações de algumas restrições e termos da função objetivo que não são lineares. As ferramentas utilizadas para estas linearizações são a *formulação linear disjuntiva* e a *linearização por partes*.

As variáveis de decisão do modelo de alocação de chaves definem a alocação das mesmas nos circuitos existentes e a construção de novos circuitos de interconexão entre alimentadores. As variáveis de operação definem o estado de operação das chaves para cada condição de falta permanente (contingência) assim como também o corte de energia esperado, energia não distribuída (END).

O método proposto no presente trabalho tem como objetivo obter planos de expansão que minimiza os custos de investimentos, de operação e de corte de energia aos consumidores devido à incidência de faltas permanentes. Os dois modelos foram resolvidos através de técnicas de otimização clássica. Estes modelos foram implementados na linguagem de modelagem algébrica AMPL e resolvidos através do software comercial CPLEX.

O planejamento realizado neste trabalho é o pseudo-dinâmico, sendo que numa primeira etapa considerou-se o planejamento estático considerando-se um conjunto de dados em que fosse possível verificar se o modelo tinha a capacidade de construir novos circuitos, repotencializar subestações, construir novas subestações e definir o tipo de condutor em cada etapa do planejamento, e assim na etapa seguinte verificar os pseudos estágios.

Os sistemas testados para o planejamento estático foram os de 54 barras (MIRANDA et al., 1994), 182 barras (COSSI et al., 2012), e para o planejamento pseudo-dinâmico foi usado o sistema de 54 barras. Alguns ajustes nos dados destes sistemas foram necessários, para testar o modelo proposto.

O presente trabalho está organizado em quatro capítulos e dois Apêndices. Neste capítulo introdutório foram abordados os aspectos gerais envolvidos no planejamento de redes de distribuição de MT, considerando a confiabilidade, bem como os objetivos deste trabalho.

No Capítulo 2 apresenta-se o modelo proposto para o problema de PSDEE, o qual é um modelo de programação linear inteiro misto que representa a forma adequada o comportamento dos sistemas de distribuição reais, que normalmente são modelados através de modelos de programação não linear inteiro misto. Também é apresentada a revisão bibliográfica e a conclusão referente aos modelos e os resultados obtidos na simulação do planejamento estático dos sistemas testes utilizados.

No Capítulo 3 apresenta-se o modelo para o problema de alocação de chaves e circuitos de interconexões, e operação de chaves. Este é um modelo de programação linear inteiro misto que represente com boa exatidão, o problema de alocação de chaves e confiabilidade de sistemas de distribuição. Também é apresentada a revisão bibliográfica e a conclusão referente ao modelo e resultados obtidos com os sistemas testes avaliados.

No Capítulo 4 é efetuada a análise do sistema de 54 barras considerando o planejamento pseudo-dinâmico, sendo apresentadas as soluções do modelo de PSDEE e do modelo de Alocação e Operação de Chaves, para os três estágios do horizonte de planejamento. Analisa-se a natureza multiobjetivo dos modelos de PSDEE e de Alocação e Operação de Chaves. Os resultados obtidos com os testes em sistemas da literatura são apresentados e discutidos.

No capítulo 5 são apresentadas as considerações finais, levando em conta os resultados obtidos e apresentando sugestões para trabalhos futuros.

No Apêndice A apresentam-se cópias dos trabalhos publicados em anais e congressos nacionais durante o desenvolvimento deste projeto de pesquisa. No Apêndice B encontram-se os dados dos sistemas utilizados para testar os modelos e a metodologia de PSDEE propostos.

REFERÊNCIAS

ASAKURA, T. X.; YURA, T.; HAYASHI, N.; FUKUYAMA, Y. Long-term distribution network expansion planning by network reconfiguration e generation of construction plans. *IEEE transactions on Power Systems*, New York, v. 18, n. 3, p. 1196-1204, Ago. 2003.

BERNAL-AGUSTÍN, J. L. *Aplicación de algoritmos genéticos al diseño óptimo de sistemas de distribución de energía eléctrica*. [S.I.] Centro Politécnico Superior de la Universidad de Zaragoza, 1998. p. 199.

BILLINTON, R.; JONNAVITHULA, S. Optimal switching device placement in radial distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, Saskatoon, v. 11, p. 1646-1651, set. 1996.

CARVALHO, M. S.; FERREIRA, L. A. F. M.; LOBO, F. G.; BARRUNCHO, L. M. F. Distribution network expansion planning under uncertainty: a hedging algorithm in an evolutionary approach. *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 15, n. 1, p. 412-416, Jan. 2000.

COSSI, A. M.; WESZ DA SILVA, L. G.; ROMERO, R.; MANTOVANI, J. R. S. Primary Power distribution systems planning taking account reliability operation and expansion costs. *IET Generation, Transmission & Distribution*, New York, v. 6, p. 274-284, jan. 2012.

COSSI, A. M. *Planejamento de redes de distribuição de energia elétrica de média e baixa tensão*. 2008. 232 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Universidade Estadual Paulista, Ilha solteira,2008.

CPLEX: optimization subroutine library guide and reference, version 11.0. Village: CPLEX 2008.

DÍAZ-DORADO, E.; PIDRE, J. C. Optimal planning of unbalanced networks using dynamic programming optimization. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v.19, n.4, p. 2077-2085, Nov. 2004.

DÍAZ-DORADO, E.; CIDRÁS, J.; MÍGUEZ, E. Application of evolutionary algorithms for the planning of urban distribution networks of medium voltage. *IEEE Transactions on Power System*, New York, v. 17, n. 3, p. 879-884, Ago. 2002b.

FLETCHER, H.; STRUNZ, K. Optimal distribution system horizon planning-part I: formulation. *IEEE Transactions on Systems*, New York, v. 22, n. 2, p. 791-799, Mai. 2007.

GALLEGO, R. A.; MONTICELLI, A. J.; ROMERO, R. Optimal Capacitor Placement in Radial Distribution Networks, *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 16, n. 4, p. 630-637. Nov. 2001.

GÖNEN, T. *Electric power distribution systems engineering*. New York : McGraw, 1986.

GOSWAMI, S. K. Distribution system planning using branch exchange technique. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v.12, n. 2, p. 718-723, Mai. 1997.

GÓMEZ, J. F.; KHODR, H. M.; OLIVEIRA, P. M.; OCQUE, L.; YUSTA, J. M.; VILLASANA, R.; URDANETA, A. J. Ant colony system algorithm for the planning of primary distribution circuits. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 19, n. 2, p. 996-1004, ago. 2004.

LAVORATO, M. *Planejamento integrado da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica*. 2010. 180 f. Tese (Doutorado em Engenharia elétrica) - Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2010.

MENDOZA, F.; BERNAL AGUSTÍN, J. L.; DOMÍNGUEZ-NAVARRO, J. A. Nsga and Spea applied to multiobjective design of power distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 21, n. 4, p. 1938-1945, Nov. 2006a.

MENDOZA, J. E.; MORALES, D. A.; LÓPEZ, R. A.; LÓPEZ, E. A.; VANNIER, J. C.; COELHO, C. A. C. Multiobjective location of automatic voltage regulators in a radial distribution network using a micro genetic algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 22, n. 1, p. 404 - 412, Fev. 2007.

MIRANDA, V.; RANITO, J. V.; PROENÇA, L. M. Genetica algorithm in optimal Multistage distribution network planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 9, n. 4, p. 1927-1933, Nov. 1994.

NAHMAN, J. M.; PERIC, D. M. Optimal planning of radial distribution networks by simulated aneling technique. *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 23, n. 2, p. 790-795, May 2008.

PAIVA, P. C.; KHODR, H. M.; DOMINGUEZ-NAVARRO, J. A. D.; YUSTA, J. M.; URDANETA, A. J. Integral planning of primary-secondary distribution systems using mixed integer programming. *IEEE Transactions on Power systems*, New York, v. 20, n. 2, p. 1134-1143, May 2005.

PARADA, V.; FERLAND, J. A.; ARIAS, M.; ARIAS, K. X. Optimizacion of eletric distribution feeders using simulated aneling. *IEEE Transactions on Power systems*, New York, v. 19, n. 3, p. 1135-1141, July 2004.

PEREIRA, C. A. N. *Alocação ótima de reguladores de tensão em redes de distribuição de energia elétrica*. 2009. 124 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2009.

RAMIREZ-ROSADO, I. J.; DOMINGUEZ-NAVARRO, J. A. New multiobjective tabu search algorithm for fuzzy optimal planning of power distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 21, n.1, p. 224-233, Fev. 2006.

RAMIREZ-ROSADO, I. J.; DOMINGUEZ-NAVARRO, J. A. Possibilistic model based on fuzzy sets for the multiobjective optimal planning of electric power distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 19, n. 4, p. 1801-1810, Nov. 2004.

RAMIREZ-ROSADO, I. J.; BERANL-AGUSTIN, J. L. Genetic algorithm applied to the design of large power distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 13, n. 2, p. 696-703, May 1998.

SALAS, C. S. S. *Alocação ótima de bancos de capacitores em sistemas de distribuição radial*. 2006. 148 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2006.

SOUSA, J.; RIDER, M. J.; MANTOVANI, J. R. S. Planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica através de modelo de otimização clássica. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL - SBPO, 43., 2011, Ubatuba. *Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional*. Ubatuba: [s.n.], 2011. p. 815-826.

SOUSA, J.; COSSI, A. M.; RIDER, M. J.; MANTOVANI, J. R. S. Técnica heurística para o planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica considerando a confiabilidade da rede. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS- SBSE, 4., 2012, Goiânia. *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*. Goiânia: [s.n.], 2012. p. 1-8.

2 MODELO DE PROGRAMAÇÃO LINEAR INTEIRO MISTO PARA O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Na literatura encontram-se diversas propostas de formulação e solução do problema de planejamento da expansão de sistemas de distribuição. A diferença entre os trabalhos publicados nestes artigos está relacionada com a complexidade do modelo proposto para o sistema de distribuição e com as técnicas de soluções adotadas para o problema de otimização.

Dentre os modelos encontrados na literatura, os de programação não linear inteira mista são os que representam a realidade física e são resolvidos através de técnicas clássicas de otimização como nos trabalhos de Ponnaivaiko (1987), Hashimoto et al. (2003), Kathor e Leung (1997), Kagan (1992), Haffner (2008a, 2008b), Almeida (2002), e através de metaheurísticas, como em (COSSI 2008; RAMIREZ-ROSADO; DOMINGUEZ-NAVARRO 2006; DIAZ-DORADO; PIDRE (2004; RAMIREZ-ROSADO; DOMINGUEZ-NAVARRO 2004; ASAKURA et al., 2003; MIGUEZ et al., 2002; CARVALHO et al., 2000; BERNAL-AGUSTÍN; RAMIREZ-ROSADO, 1998; LAVORATO; 2010).

Neste Capítulo apresenta-se o desenvolvimento de um modelo de programação linear inteiro misto (PLIM) para o problema de planejamento de sistemas de distribuição. As condições desse modelo é que seja robusto, forneça soluções de qualidade quando comparado com os modelos de programação não linear e que possa ser resolvido através de técnicas de otimização clássicas. Desta forma, uma contribuição neste trabalho, é a proposta de um modelo de otimização com função objetivo e restrições lineares e que permite usar “solvers” comerciais ou desenvolver técnicas de otimização dedicadas para resolver este problema e ainda assim obter soluções da mesma qualidade que as obtidas através de modelos de programação não linear, (SOUSA et al., 2011). Alguns trabalhos pesquisados, que serviram de subsídio para a elaboração deste modelo são apresentados e discutidos na próxima seção.

2.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Vários modelos matemáticos e técnicas de solução são apresentados na literatura para resolver o problema de planejamento de sistemas de distribuição. Especificamente no planejamento de médio e longo prazo é considerado um horizonte de planejamento de 5 a 20 anos, no qual novos componentes devem ser alocados no sistema, como novas subestações e

novos circuitos. Neste tipo de planejamento destacam-se dois modelos: estático e multi-estágio ou dinâmico. No modelo estático analisa um único período de planejamento, utilizando a previsão de demanda no final do período e considerando que todos os investimentos são realizados de uma só vez. A configuração e especificação dos componentes do sistema de distribuição obtidas com este modelo são válidas dentro do período em que se conhecem os parâmetros que influenciam as variáveis do problema de otimização.

O modelo multi-estágio ou dinâmico é o que mais se aproxima da realidade. O seu horizonte de planejamento é dividido em vários estágios e os investimentos em construções, substituição e ampliação de circuitos, subestações e reconfiguração da rede são realizados nos diferentes estágios do planejamento segundo as previsões de demandas. Uma maneira de resolver este modelo é através do planejamento dinâmico, onde a análise de quando devem ser construídos os componentes do sistema é realizada considerando simultaneamente os requisitos quantitativos de cada estágio que compõe o horizonte de planejamento (COSSI, 2008). Uma aproximação para o planejamento dinâmico é resolver para cada estágio um planejamento estático, iniciando-se a solução do modelo no estágio inicial, e para os estágios seguintes o modelo é inicializado considerando a proposta de solução obtida no estágio anterior. Esta técnica é referenciada na literatura como pseudo-dinâmica (BERNAL-AGUSTIN, 1998).

Dentre os trabalhos encontrados na literatura propondo modelos matemáticos e técnicas de soluções para o problema de planejamento de sistemas de distribuição destaca-se o trabalho de Kathor e Leung (1997). Os autores apresentam a discussão e revisão de vários modelos propostos na literatura, sempre visando soluções realistas para o problema de planejamento. Cada modelo é descrito com suas principais equações, particularidades, aplicações e técnicas de solução proposta.

O trabalho de Kathor e Leung foi dividido em duas partes:

- a) *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 binária e programação não linear. Apresentam também algumas heurísticas baseadas em aproximações, e que são classificadas de acordo com as suas exatidões. Os modelos de otimização foram classificados em modelos de estágio simples e modelos de múltiplos estágios. Nos modelos de estágio simples, também conhecido como planejamento estático, a demanda das cargas nas barras de consumo é fixa no final do horizonte de planejamento. Estes modelos estáticos foram divididos em modelos de alimentadores

individuais, modelos de sistemas de alimentadores, modelos em duas fases e modelos subestação/alimentadores. Os modelos de múltiplos estágios podem ser resolvidos com uma série de período simples, mas o resultado não seria um ótimo global.

- b) *Planejamento da distribuição para operação sob contingência, separados em duas categorias: Único período* - inclui no modelo de planejamento as condições de manter o sistema apto para atender o consumo sob a ação de uma contingência e a capacidade de efetuar realocação de cargas, entre outros aspectos. **Multi-período** - inclui no modelo a construção de novos alimentadores para facilitar a realocação de cargas quando ocorre a incidência de contingências.

Kagan (1992) propõe resolver o problema da expansão de sistemas de distribuição como se fosse um problema de programação linear inteiro misto, considerando um modelo multi-objetivo, que representa:

- a) Múltiplos estágios;
- b) Subestações existentes com expansão de novas unidades;
- c) Novas subestações durante o processo de previsão;
- d) Alimentadores existentes com possibilidade de decisão de recondução;
- e) Alimentadores futuros com diferentes bitolas e tipos de cabos para cada caminho;
- f) Restrições de tensão e balanço de energia;
- g) Limites de queda de tensão;
- h) Restrições de radialidade e segurança.

Além disso a modelagem matemática proposta por Kagan, é baseada nas seguintes hipóteses:

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

Thompson e Wall (1987) propõem a solução do problema de planejamento de sistemas de distribuição radiais pelo método de busca Branch-and-Bound, dividindo o problema principal em sub-problemas, e através destes calcula-se a solução final. A seguir são

destacados os principais aspectos abordados neste artigo, dado o interesse que o mesmo representa no contexto deste trabalho.

- a) *O modelo elétrico e a entrada de dados*: as principais hipóteses que devem ser consideradas em relação ao alimentador da rede são que a demanda total de potência elétrica numa pequena área é representada por um único valor, o alimentador da rede pode ser existente ou candidato e o custo para transmitir a potência no circuito é aproximadamente representado por uma função linear;
- b) *O modelo matemático de carga fixa*: para este modelo utiliza-se um modelo de grafo através de fontes e barras. Define-se barra de “transferência” como sendo aquelas barras que recebem e enviam potência para outras barras. Há também, no grafo, uma barra fonte especial denominada “s”, que representa a fonte fictícia de todo o fluxo consumido pelo sistema de distribuição. Cada subestação é conectada à barra “s” por um circuito. Este tem limite superior igual a zero se a subestação não está em uso e limite superior máximo, caso contrário.
- c) *O algoritmo 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 seu valor, os custos fixos de todas as subestações potenciais devem ser zero e o fluxo de potência do problema é resolvido fornecendo o menor custo incremental. 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 de fluxo de potência. O cálculo do menor caminho é realizado supondo que existem subestações potenciais, S_1, S_2, \dots, S_k , todas abertas simultaneamente. Então o limite inferior de custos de fornecimento para uma determinada 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, \dots, S_k são abertas separadamente.

Fletcher e Strunz (2007) propõem um modelo para o planejamento generalizado do sistema de distribuição, caracterizando as necessidades dos consumidores e fornecendo as condições de projeto e orientações gerais para as decisões de planejamento de curto prazo. Os

parâmetros considerados são as capacidades e quantidade e transformadores de distribuição e de subestações, bitolas e comprimentos dos alimentadores de distribuição e o valor da tensão nominal nos níveis primário e secundário da rede. O modelo de planejamento é do tipo monoestágio, utilizando como critério de projeto uma área circular de abrangência para as subestações e alimentadores na forma de árvore, com ramais alimentando uma seção circular com densidade de carga uniforme; o modelo minimiza o custo total por usuário a partir de hipóteses futuras descritas nas variáveis de entrada. No custo total estão incluídas as perdas de energia durante a vida útil dos equipamentos, os investimentos feitos no sistema e os custos associados às interrupções (confiabilidade do sistema). Assim, o modelo serve para testar diferentes cenários, caracterizados com o conjunto de hipóteses futuras. O modelo de planejamento leva em conta a previsão espacial da demanda e assume que as cargas, geração distribuída e gestão da demanda são uma mistura de padrões de carga representados. O modelo proposto permite fazer um planejamento pseudo-dinâmico, tomando como referência para cada estágio o conjunto de elementos do estágio final (bitola dos condutores, número de alimentadores, capacidade e localização dos transformadores). O modelo considera alimentadores primários, redes secundárias e características das cargas como densidade de carga, fator de crescimento e fator de carga. Assim, a demanda em cada elemento, seja uma subestação ou um alimentador, é determinada somando o total de cargas atendidas por esse elemento, diversificadas segundo o fator de crescimento. As relações para o cálculo da queda de tensão são formuladas para alimentadores principais, ramais de três fases, linhas de uma única fase, transformadores de distribuição e redes secundárias. As perdas são calculadas para os elementos mencionados, acrescentando o transformador da subestação. No modelo é assumido que a potência reativa é completamente compensada e portanto o fator de potência é unitário. Além disso, supõe-se que os consumidores estão conectados ao final da rede secundária. Para a avaliação da confiabilidade é usada a abordagem baseada no modelo de rede. A função objetivo inclui o valor presente líquido do custo das interrupções por usuário. Os índices de confiabilidade SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) e SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) são formulados como funções contínuas das taxas anuais de falta dos elementos, taxas de reparação e tempos de ação das chaves seccionadoras manuais e automáticas. Assume-se que os ramais estão protegidos com fusíveis ou religadores na sua conexão com o alimentador principal e outros elementos de proteção podem ser adicionados ao alimentador. As variáveis de decisão são assumidas contínuas, permitindo uma análise de sensibilidade. O modelo proposto apresenta restrições não lineares como limites de tensão, capacidade de corrente nas redes primária e secundária e limites de

carregamento dos transformadores. O problema de otimização resultante é resolvido usando o software *Matlab*.

Ponnaivaikko (1987), propõe um método para resolver o problema de planejamento do sistema de distribuição focado no dimensionamento de alimentadores e subestações. Busca-se minimizar a capacidade (potência instalada) e a localização das subestações e o número de caminhos e a bitola 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) e resolvido em dois estágios de planejamento. No primeiro estágio calcula-se a solução do PIMQ através de uma técnica denominada procedimento de Wolf, utilizando o método simplex. Geralmente a solução encontrada é composta por variáveis reais. No segundo estágio desenvolveu-se um método heurístico de integralização da solução obtida no primeiro estágio, tornando seus valores números inteiros. Um processo de arredondamento é utilizado para transformar os valores reais em valores inteiros.

Tao e Haubrich (2006) modelam o problema de planejamento de sistemas de distribuição com geração distribuída como um problema de programação não linear inteiro misto. Os autores consideram no modelo o comportamento estocástico dos geradores distribuídos. Propõem para a solução do modelo um algoritmo heurístico de dois estágios: um estágio é baseado em busca sobre vizinhança e outro baseado em busca local guiada. A função objetivo do problema consiste em minimizar os custos de investimento e operação. Os autores ressaltam que este método pode ser utilizado para analisar os efeitos causados pela geração distribuída sobre vários cenários.

Em Haffner et al. (2008 a) e Haffner et al. (2008b) é apresentado um modelo para o problema de planejamento dinâmico de sistemas de distribuição de energia, incluindo geração distribuída. Apresentam como função objetivo a minimização dos custos referentes à instalação (circuitos e subestações), operação e manutenção da rede e da geração distribuída. O trabalho apresenta uma extensão de uma formulação linear disjuntiva para representar a inclusão, exclusão e substituição de circuitos. Os autores afirmam que o modelo linear inteiro misto resultante permite encontrar uma solução ótima utilizando um algoritmo *Branch & Bound*.

Lavorato (2010) propõe o planejamento estático de sistemas de distribuição, sendo este modelado como um problema de programação não linear inteiro misto. Neste trabalho são considerados, de maneira simultânea, os objetivos do planejamento de médio e longo prazos e as ações de curto prazo como alocação de bancos de capacitores e reguladores de tensão. Para resolver este problema duas técnicas de solução foram implementadas: um

algoritmo heurístico construtivo especializado e um algoritmo *branch & bound* não linear. O modelo proposto tem como objetivo minimizar os custos de operação e construção dos circuitos, subestações, bancos de capacitores e reguladores de tensão, sujeito às restrições de balanço de potência, magnitude de tensão, máxima capacidade dos circuitos e das subestações, controle de *taps* e de radialidade. Uma fase de melhoria local, com o objetivo de melhorar a solução inicial do algoritmo heurístico construtivo, e uma técnica de ramificação, para evitar casos de infactibilidades na operação do sistema de distribuição também foram implementadas.

Lotero e Contreras (2011) apresentam um modelo multi-estágio para o planejamento de redes de distribuição. A função objetivo consiste na minimização dos custos de investimentos, operação e manutenção. A função objetivo não linear é linearizada por partes resultando em um modelo linear inteiro misto, o qual é resolvido através de *solvers* comerciais (GAMS/CPLEX). O modelo proposto permite encontrar múltiplas soluções, em que numa etapa posterior são calculados os seus índices de confiabilidade.

2.2 MODELO DE PLANEJAMENTO PROPOSTO

Nesta seção propõe-se, inicialmente, um modelo onde são contemplados os principais aspectos físicos e econômicos envolvidos no planejamento de sistemas de distribuição radiais. Numa etapa subsequente este modelo é melhorado, inserindo restrições e termos na função objetivo que visam representar o comportamento dos sistemas de distribuição reais (SOUSA et al., 2011.)

Este modelo foi implementado em linguagem de programação AMPL e resolvido através do solver CPLEX, e são analisados e discutidos os resultados de simulações com sistemas testes, da literatura.

2.2.1 Obtenção de um modelo simplificado de programação não linear inteiro misto

No modelo de planejamento deve-se avaliar as possibilidades viáveis e de menores custos operacionais (perdas) e de expansão, para atender o aumento da demanda, considerando que o fornecimento de energia permaneça com qualidade e confiabilidade. Este modelo deve fornecer as seguintes ações de planejamento:

- a) Construção de novos circuitos;
- b) Recondutoramento dos circuitos existentes;

- c) Repotenciação das subestações existentes;
- d) Construção de novas subestações.

De forma geral, este problema é um modelo de programação não linear binário, e pode ser estabelecido da seguinte forma:

Minimizar [custos de investimento (Construção de novos alimentadores e subestações, recondutoramento, etc.) + Custos de operações (perdas)]

Sujeito a:

Atendimento da demanda: Leis de Kirchhoff

Qualidade do serviço: Queda de tensão máxima permitida

Restrições físicas de operação dos equipamentos: (Capacidade de subestações máximo fluxo permitido nos alimentadores)

Restrições lógicas: Manter a radialidade do sistema

O modelo matemático descrito anteriormente deve considerar os seguintes aspectos:

Subestações existentes: são as fontes de potência do sistema. O número de unidades existentes no sistema está relacionado com o porte do sistema, demanda e distribuição geográfica dos alimentadores.

Subestação potencial: também denominada de subestação futura. Este tipo de subestação é considerado somente no projeto de expansão de um sistema já existente, a qual poderá ser construída ou não e seus custos, tanto para construção quanto para operação, são previamente determinados. Os locais geográficos para construção destas subestações são pré-definidas em função de fatores econômicos e da previsão espacial e temporal da carga baseada na ocupação e uso do solo.

Alimentadores existentes: determinam o caminho do fluxo de potência fornecido pela subestação existente até as barras de carga. Além disso, interligam duas barras do sistema ou uma subestação e uma barra. Associado à sua construção há um investimento inicial e posteriormente um investimento nas operações destes circuitos.

Alimentadores potenciais: a exemplo das subestações potenciais, estes alimentadores e poderão ser ou não construídos, dependendo do projeto de expansão. As rotas destes

alimentadores são estabelecidas através de estudos de previsão espacial e temporal da demanda, fatores econômicos e ambientais.

Horizonte de planejamento: Divide-se o período de planejamento em estágios, sendo que a 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, etc.

Custos de investimentos (Custo fixo): cada elemento do sistema possui um custo fixo associado à sua construção.

Custo operacional ou custo variável: executados os custos fixos, o sistema passa a exigir apenas o custo variável para sua manutenção e operação.

Restrições: são os limites físicos e operacionais do sistema de distribuição. Basicamente se dividem em balanço de potência, limites de queda de tensão e limites de capacidade para alimentadores e subestações.

Leis de Kirchhoff: (1) A lei de Kirchhoff das correntes garante a conservação de carga, ou seja, a soma algébrica da *potência aparente* que é fornecida ou consumida em qualquer barra é igual a zero; (2) A lei de Kirchhoff das tensões, também conhecida como “*lei das malhas*”, que garante que a soma algébrica das quedas de tensão em qualquer malha fechada é igual a zero. Esta lei é uma generalização do princípio da conservação de carga num circuito fechado.

Objetivos de planejamento: no planejamento do sistema de distribuição busca-se atender a demanda com custos mínimos, mantendo a qualidade na distribuição de energia, a confiabilidade e a segurança dos serviços oferecidos.

Para a obtenção do modelo matemático simplificado são consideradas as seguintes hipóteses:

- 1) O fator de potência das barras de alimentação e consumo do sistema é considerado constante para todos os estágios do período de planejamento. Assim, apenas a potência aparente é necessária para representar a operação da rede.
- 2) As cargas são representadas por um modelo de potência constante, ou seja, as potências nas cargas não variam com as respectivas tensões.
- 3) Um estudo de previsão espacial e temporal de cargas é necessário e considerado como entrada para o modelo de rede utilizado.

A função objetivo do modelo envolve custos fixos e custos variáveis representando o sistema tanto na operação quanto na expansão durante o período de planejamento. Os custos fixos representam os investimentos na instalação de novos equipamentos e os custos variáveis

representam os custos das perdas para operar o sistema elétrico de potência. Na função objetivo (1), tem-se que o primeiro e segundo termos representam os custos fixos devido à construção de novos circuitos e de subestações, respectivamente e o terceiro termo representa os custos variáveis devido as perdas de operação da rede.

$$\min v = \sum_{ij \in \Omega^N} \delta_{ij}^L C_{ij}^L + \sum_{i \in B^S} \delta_i^S C_i^S + K_c \sum_{ij \in \Omega} R_{ij} \left(\frac{S_{ij}}{V^{base}} \right)^2 C_{ij}^o ; \quad (1)$$

Esta função objetivo está sujeita a um conjunto de restrições que são detalhadas a seguir.

A equação (2) representa a restrição de balanço do fluxo de potência em cada barra do SD (lei de Kirchhoff das correntes).

$$\sum_{ij \in \Omega} S_{ij} - S_i^C + S_i^S = 0, \forall i \in B \quad (2)$$

As equações (3) e (4) representam as restrições das magnitudes do fluxo de corrente aparente dos circuitos existentes e novos, respectivamente, e são baseadas na segunda lei de Kirchhoff.

$$\frac{S_{ij}}{V^{base}} = \frac{V_i - V_j}{Z_{ij}}, \quad \forall ij \in \Omega_E \quad (3)$$

$$\frac{S_{ij}}{V^{base}} = \left[\frac{V_i - V_j}{Z_{ij}} \right] \delta_{ij}^L; \quad \forall ij \in \Omega_N \quad (4)$$

A equação (5) representa a restrição de capacidade de potência fornecida pelas novas subestações e decide se uma subestação deverá ou não ser construída.

$$0 \leq S_i^S \leq \bar{S}_i^S \delta_i^S; \quad \forall i \in B^S \quad (5)$$

As equações (6) e (7) representam os limites de capacidade de fluxo de potência aparente nos circuitos existentes e novos, respectivamente.

$$-\bar{S}_{ij} \leq S_{ij} \leq \bar{S}_{ij}; \quad \forall ij \in \Omega_E \quad (6)$$

$$-\bar{S}_{ij} \delta_{ij}^L \leq S_{ij} \leq \bar{S}_{ij} \delta_{ij}^L; \quad \forall ij \in \Omega_N \quad (7)$$

A equação (8) representa a restrição de capacidade máxima de fornecimento de potência das subestações existentes.

$$0 \leq S_i^S \leq \overline{S}_i^S; \quad \forall i \in B^S \quad (8)$$

A equação (9) representa a restrição de magnitude de tensão nas barras do sistema.

$$\underline{V} \leq V_i \leq \overline{V}; \quad \forall i \in B \quad (9)$$

A equação (10) juntamente com a equação (2), modelam a restrição de radialidade do sistema, visando obter para o sistema planejado uma configuração ótima radial, Lavorato (2012).

$$N^E + \sum_{ij \in \Omega_N} \delta_{ij}^L = N_B - \left(\sum \delta_i^S + N_S \right); \quad \forall ij \in \Omega_N \quad (10)$$

A equação (11) representa as características binárias das variáveis de decisão, em que $\delta_{ij}^L = 1$ indica a construção de um novo circuito e $\delta_{ij}^L = 0$, caso contrário. $\delta_i^S = 1$, representa a construção de uma nova subestação e $\delta_i^S = 0$ caso contrário.

$$\delta_{ij}^L, \delta_i^S \in \{0,1\}; \quad (11)$$

Para tornar este modelo mais realista deve-se inserir a possibilidade de repotenciação de subestações, a capacidade de recondutoramento de circuitos e a capacidade de escolha de bitola dos circuitos para o recondutoramento ou construção de novos circuitos, para que o modelo forneça qual o melhor tipo de condutor em cada trecho do sistema. O modelo matemático (1)-(11) é um modelo não linear binário misto, com as não linearidades na função objetivo e nas restrições (3) e (4).

2.2.2 Modelo matemático de PNLB proposto

Nesta subseção, a partir de modelo matemático (1)-(11) obtém-se um modelo mais completo para o PSDEE formulado como um problema de programação não linear binário misto (PNLBM), (SOUSA et al., 2011). Neste refinamento do modelo consideram-se novas ações de planejamento relacionadas com a repotencialização de subestações e recondutoramento de circuitos. Consideram-se para fins do modelo que cada tipo de condutor tem as seguintes características:

- a) resistência por unidade de comprimento;
- b) reatância por unidade de comprimento;
- c) máxima capacidade de corrente;
- d) custo de aquisição e instalação por unidade de comprimento do circuito.

O recondutoramento de circuitos existentes é determinado pelo custo de investimento ($C_{b,a}^R$), em que o custo de investimento depende do tipo de condutor inicial (b) e do tipo de condutor final (a).

A função objetivo (12) é o custo total de operação e de investimentos. O primeiro termo representa o custo de construção de novos circuitos considerando diferentes tipos de condutores. O segundo termo representa o custo de recondutoramento dos circuitos existentes. O terceiro termo representa o custo de construção de novas subestações. O quarto e quinto termo representam os custos das perdas de potência ativa nos circuitos existentes e novos, respectivamente. O sexto termo representa o custo de operação da subestação, e o último termo representa o custo de racionamento do sistema (corte de carga).

A equação (12) representa o modelo matemático da função objetivo.

$$\begin{aligned} \min v = & \sum_{ij \in \Omega^N} \sum_{c \in C} \delta_{ij,c}^L C_{ij,c}^L + \sum_{ij \in \Omega^E} \sum_{c \in C} \delta_{ij,c}^R C_{ij,c}^R + \sum_{i \in B^S} \delta_i^S C_i^S + K_c \sum_{ij \in \Omega^E} \sum_{c \in C} R_{ij,c}^R \left(\frac{S_{ij,c}^E}{V^{\text{base}}} \right)^2 \\ & + K_c \sum_{ij \in \Omega^N} \sum_{c \in C} R_{ij,c}^N \left(\frac{S_{ij,c}^N}{V^{\text{base}}} \right)^2 + \sum_{i \in B^S} S_i^S C_i^O + K \sum_{i \in B} R_i \end{aligned} \quad (1)$$

A equação (13) que representa a equação de balanço do fluxo de potência em cada barra do SDEE.

$$\sum_{ji \in \Omega^E} \sum_{c \in C} S_{ji,c}^E - \sum_{ij \in \Omega^E} \sum_{c \in C} S_{ij,c}^E + \sum_{ji \in \Omega^N} \sum_{c \in C} S_{ji,c}^N - \sum_{ij \in \Omega^N} \sum_{c \in C} S_{ij,c}^N + S_i^S = S_i^C - R_i; \forall i \in B \quad (2)$$

A equação (14), baseada na segunda lei de Kirchhoff, fornece a magnitude do fluxo de potência aparente dos circuitos existentes.

$$\frac{S_{ij,c}^E}{V^{\text{base}}} = \left(\frac{V_i - V_j}{Z_{ij,c}^E} \right) \delta_{ij,c}^R \quad \forall ij \in \Omega_E, \forall c \in C \quad (14)$$

A restrição (15) representa a restrição de limite de fluxo de potência dos circuitos existentes.

$$-\bar{S}_c \leq S_{ij,c}^E \leq \bar{S}_c \quad \forall ij \in \Omega_E, \forall c \in C \quad (15)$$

A equação (16) modela a magnitude do fluxo de potência aparente dos circuitos novos.

$$\frac{S_{ij,c}^N}{V^{\text{base}}} = \left(\frac{V_i - V_j}{Z_{ij,c}^N} \right) \delta_{ij,c}^L \quad \forall ij \in \Omega_N, \forall c \in C \quad (16)$$

A restrição (17) representa o limite de fluxo de potência aparente dos circuitos novos.

$$-\bar{S}_c \leq S_{ij,c}^N \leq \bar{S}_c \quad \forall ij \in \Omega_N, \forall c \in C \quad (17)$$

A máxima capacidade de fornecimento de potência nas subestações existentes (com repotenciação) e novas é representada pela restrição (18).

$$0 \leq S_i^S \leq S_i^{SE} + S_i^{SN} \delta_i^S; \quad \forall i \in B^S \quad (18)$$

A restrição (19) representa os limites máximo e mínimo da magnitude de tensão nas barras do sistema.

$$\underline{V} \leq V_i \leq \bar{V}; \quad \forall i \in B \quad (19)$$

A restrição (20) garante a não superposição de condutores no recondutoramento de circuitos existentes. Neste caso um circuito existente será recondutorado com apenas um tipo de condutor.

$$\sum_{c \in C} \delta_{ij,c}^R \leq 1; \quad \forall ij \in \Omega_E \quad (20)$$

A restrição (21) garante a não superposição de condutores na construção de circuitos novos, assim um circuito existente será construído com apenas um tipo de condutor.

$$\sum_{c \in C} \delta_{ij,c}^L \leq 1; \quad \forall ij \in \Omega_N \quad (21)$$

As restrições (22) - (25) têm como objetivo modelar o comportamento de uma barra de passagem (é uma barra sem geração ou demanda), e que normalmente é usada para conectar uma barra de carga com outras barras de cargas e/ou de geração. Uma barra de passagem não é uma barra terminal (esta é a sua principal característica), assim, existem pelo menos dois

circuitos deixando uma barra de passagem. Para modelar o uso da barra de passagem foi definida a variável binária y_i , tal que $y_i = 1$ se a barra de passagem é utilizada, caso contrário $y_i = 0$. As restrições (22) - (25) evitam a formação de malhas durante a etapa de planejamento, devido à presença das barras de passagens no sistema de distribuição, e também previnem a presença de barras de passagens terminais (com somente um circuito conectado).

$$\delta_{ij,c}^L \leq y_i ; \quad \forall ij \in \Omega_N, \forall c \in C, \forall i \in B^t \quad (22)$$

$$\delta_{ji,c}^L \leq y_i \quad \forall ji \in \Omega_N, \forall c \in C, \forall i \in B^t \quad (23)$$

$$\sum_{ji \in \Omega^N} \sum_{c \in C} \delta_{ji,c}^L + \sum_{ij \in \Omega^N} \sum_{c \in C} \delta_{ij,c}^L \geq 2y_i \quad \forall i \in B^t \quad (24)$$

$$N^E + \sum_{ij \in \Omega^N} \sum_{c \in C} \delta_{ij,c}^L = N_B - N_S - \sum_{i \in B^t} (1 - y_i) ; \quad \forall ji \in \Omega_N, \forall c \in C, \forall i \in B^t \quad (25)$$

Na literatura a restrição (25) é considerada como uma condição suficiente para gerar soluções radiais conectadas (BERNAL-AGUSTÍN, 1998). No entanto, de acordo com a teoria de grafos, esta restrição é uma condição necessária, mas não suficiente. Um subgrafo T é uma árvore se o subgrafo cumpre as duas condições seguintes: a) o subgrafo tem $(N_B - 1)$ arcos, e b) é conexo. A restrição (25) garante a primeira condição (considerando a presença de N^S subestações e barras de passagens) e a segunda condição é garantida pela restrição (13) (balanço de carga). Assim, uma técnica de otimização precisa gerar uma solução factível conectando todas as barras do sistema. Isso significa que a solução final para o problema de PSDEE é um sistema conectado e com topologia radial.

A restrição (26) representa a natureza binária das variáveis de investimento: construção de novos circuitos, recondutoramento dos circuitos existentes, construção de novas subestações, repotenciação das subestações existentes e o uso das barras de passagem, respectivamente.

$$\delta_{ij,c}^R, \delta_{ij,c}^L, \delta_i^S, y_i \in \{0,1\} ; \quad (26)$$

2.2.3 Obtenção do modelo de programação linear binário

Nesta seção a função objetivo e as restrições (14) e (16) do modelo de PNLB proposto na seção anterior são linearizadas para obter um modelo de PLB para o PSDEE.

2.3.3.1 Linearização das restrições do modelo de PNLB

Para linearizar as restrições (14) e (16) utiliza-se o modelo linear disjuntivo com o auxílio das restrições (15) e (17). Desta forma as restrições (14) e (15), podem ser substituídas pelas restrições (27) e (28):

$$-\Delta V \left(1 - \sum_{c \in \mathcal{C}} \delta_{ij,c}^R \right) \leq \sum_{c \in \mathcal{C}} \left(Z_{ij,c}^E \frac{S_{ij,c}^E}{V_{\text{base}}} \right) - (V_i - V_j) \leq \Delta V \left(1 - \sum_{c \in \mathcal{C}} \delta_{ij,c}^R \right); \quad \forall ij \in \Omega_N \quad (27)$$

$$-\bar{S}_c \delta_{ij,c}^R \leq S_{ij,c}^E \leq \bar{S}_c \delta_{ij,c}^R \quad \forall ij \in \Omega_E, \forall c \in \mathcal{C} \quad (28)$$

Note que restrições (27) e (28) são restrições lineares. As mesmas garantem que existe fluxo de potência $S_{ij,c}^E$ diferente de zero para cada tipo de condutor escolhido, sendo seu valor determinado pela restrição (27). Desta forma pode-se afirmar que as restrições (27) e (28) são equivalentes às restrições (14) e (15).

Analogamente, as restrições (16) e (17) podem ser substituídas pelas restrições (29) e (30) usando uma formulação linear disjuntiva.

$$-\Delta V \left(1 - \sum_{c \in \mathcal{C}} \delta_{ij,c}^L \right) \leq \sum_{c \in \mathcal{C}} \left(Z_{ij,c}^N \frac{S_{ij,c}^N}{V_{\text{base}}} \right) - (V_i - V_j) \leq \Delta V \left(1 - \sum_{c \in \mathcal{C}} \delta_{ij,c}^L \right); \quad \forall ij \in \Omega_N \quad (29)$$

$$\bar{S}_c \delta_{ij,c}^L \leq S_{ij,c}^N \leq \bar{S}_c \delta_{ij,c}^L \quad \forall ij \in \Omega_N, \forall c \in \mathcal{C} \quad (30)$$

Em que $\Delta V = \bar{V} - \underline{V}$.

Para verificar a validade das restrições (27)-(30) é efetuada a análise do comportamento das variáveis binárias envolvidas nestas restrições. Adotando-se $\delta_{ij,c}^L = 1$ e utilizando a restrição (21), tem-se que as restrições (29) e (30) assumem a seguinte forma:

$$\frac{S_{ij,c}^N}{V^{base}} = \frac{V_i - V_j}{Z_{ij,c}^N}$$

$$-\bar{S}_c \leq S_{ij,c}^N \leq \bar{S}_c$$

Permitindo concluir que as restrições (27) e (28) são equivalentes às restrições (14) e (15).

Considere que se $\delta_{ij,c}^L = 0 \quad \forall ij \in \Omega_N, \forall c \in C$, têm-se que as restrições (29) e (30) assumem a seguinte forma:

$$-\Delta V \leq V_i - V_j \leq \Delta V \quad \forall ij \in \Omega_N$$

$$S_{ij,c}^N = 0 \quad \forall ij \in \Omega_N, \forall c \in C$$

De onde conclui-se, que as restrições (29) e (30) são equivalentes às restrições (16) e (17) quando $\delta_{ij,c}^L = 0$.

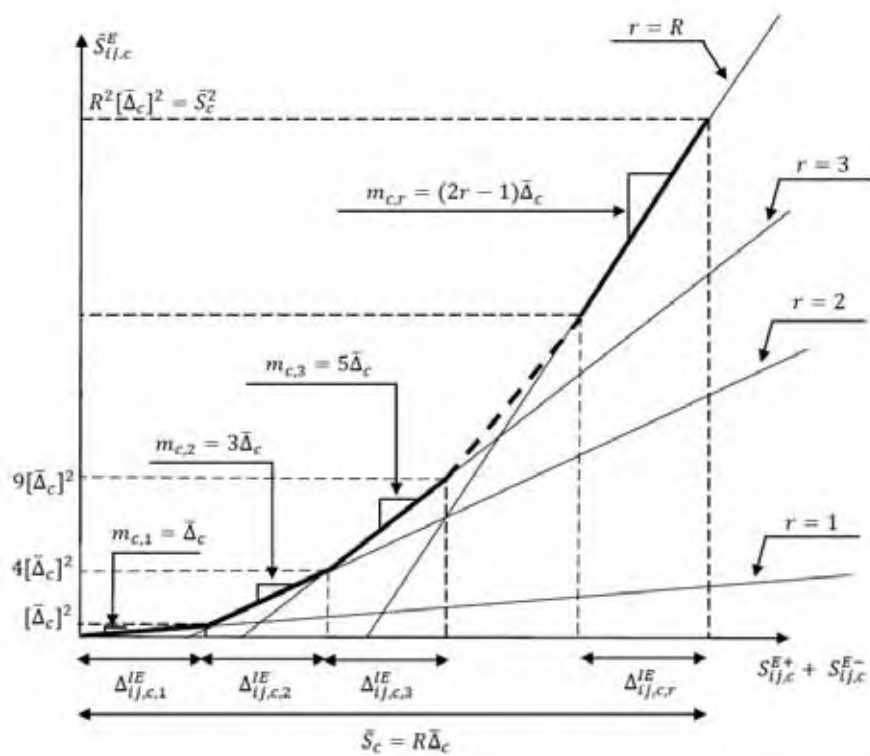
No conjunto de equações (27)-(30), ΔV desempenha exatamente a função do fator “*Big M*”, como mostrado em Haffner et al.,(2008a), em que limita a diferença da magnitude de tensão entre duas barras que não estão conectadas, de acordo com a restrição (19). Em outras palavras, ΔV proporciona um grau suficiente de liberdade para a diferença da magnitude de tensão entre cada barra não conectada do SD. Desta forma pode-se concluir que as restrições (27)-(30) são equivalentes às restrições (14)-(17).

2.2.3.2 Linearização dos termos quadráticos da função objetivo

Na função objetivo do modelo de PNLB os termos quadráticos representam perdas nos circuitos existentes no sistema e nos novos circuitos.

A variável $S_{ij,c}^E$ representa o fluxo de potência nos circuitos existentes. Assim, o termo quadrático $\left(\frac{S_{ij,c}^E}{V^{base}}\right)^2$ pode ser linearizado como descrito em Alguacil et al, (2003) e mostrado na Figura 1. Nesta figura ilustra-se a linearização por partes feita para este termo quadrático, representado pelo termo $\hat{S}_{ij,c}^E$.

Figura 1 - Ilustração da modelagem linear por partes da função $\hat{S}_{ij,c}^E$.



Fonte: Próprio autor.

De acordo com a Figura 1, o termo $\hat{S}_{ij,c}^E$ é substituído pelo conjunto de equações que garantem a sua linearização:

$$\frac{S_{ij,c}^E}{V_{base}} = S_{ij,c}^{E+} - S_{ij,c}^{E-}; \quad \forall ij \in \Omega_E, \forall c \in C \quad (31)$$

$$\hat{S}_{ij,c}^E = \sum_{r=1}^R m_{c,r} \Delta_{ij,c,r}^{IE}; \quad \forall ij \in \Omega_E, \forall c \in C \quad (32)$$

$$S_{ij,c}^{E+} + S_{ij,c}^{E-} = \sum_{r=1}^R \Delta_{ij,c,r}^{IE}; \quad \forall ij \in \Omega_E, \forall c \in C \quad (33)$$

$$0 \leq \Delta_{ij,c,r}^{IE} \leq \bar{\Delta}_c; \quad \forall ij \in \Omega_E, \forall c \in C, r = 1 \dots R \quad (34)$$

$$0 \leq S_{ij,c}^{E+}; \quad \forall ij \in \Omega_E, \forall c \in C \quad (35)$$

$$0 \leq S_{ij,c}^{E-}; \quad \forall ij \in \Omega_E, \forall c \in C \quad (36)$$

Sendo:

$$m_{c,r} = (2r - 1)\bar{\Delta}_c; \quad \forall c \in C, r = 1 \dots R$$

$$\bar{\Delta}_c = \frac{\bar{S}_c}{R}; \quad \forall c \in C$$

C	Conjunto dos tipos de condutores;
R	Número de blocos da linearização por partes;
$m_{c,r}$	Inclinação do r -ésimo bloco da corrente no condutor do tipo c ;
$\bar{\Delta}_c$	Limite superior dos blocos da magnitude de corrente do condutor do tipo c ;
R_i	Racionamento na barra i ;
\bar{S}_c	Fluxo de potencia máxima do condutor do tipo c ;
$\hat{S}_{ij,c}^E$	Variável que representa o termo quadrático de $\left(\frac{S_{ij,c}^E}{V^{base}}\right)^2$;
$S_{ij,c}^{E+}, S_{ij,c}^{E-}$	Variáveis auxiliares não negativas para obter $\left \frac{S_{ij,c}^E}{V^{base}}\right $;
$\Delta_{ij,c,r}^{IE}$	Valor do r -ésimo bloco de corrente no circuito existente ij , do condutor do tipo c ;

Note que as equações (31)-(36) representam um conjunto de expressões lineares, em que $m_{c,r}$ e $\bar{\Delta}_c$ são parâmetros constantes. $S_{ij,c}^{E+}$ e $S_{ij,c}^{E-}$ são variáveis auxiliares não negativas para obter $\left|\frac{S_{ij,c}^E}{V^{base}}\right|$ como mostrado na restrição (31). A restrição (32) é uma aproximação linear de quadrado de $\left(\frac{S_{ij,c}^E}{V^{base}}\right)^2$. A restrição (33) define que $\left|\frac{S_{ij,c}^E}{V^{base}}\right|$ é igual à soma do valor de cada bloco de linearização. A restrição (34) define os limites mínimos e máximos da contribuição de cada bloco de linearização de $\left|\frac{S_{ij,c}^E}{V^{base}}\right|$.

De forma inteiramente análoga, considere que $\hat{S}_{ij,c}^N$ representa o termo quadrático $\left(\frac{S_{ij,c}^N}{V^{base}}\right)^2$, e assim, este termo pode ser linearizado de acordo com as restrições (37)-(42).

$$\frac{S_{ij,c}^N}{V^{base}} = S_{ij,c}^{N+} - S_{ij,c}^{N-}; \quad \forall ij \in \Omega_N, \forall c \in C \quad (37)$$

$$\hat{S}_{ij,c}^N = \sum_{r=1}^R m_{c,r} \Delta_{ij,c,r}^{IN}; \quad \forall ij \in \Omega_N, \forall c \in C \quad (38)$$

$$S_{ij,c}^{N+} + S_{ij,c}^{N-} = \sum_{r=1}^R \Delta_{ij,c,r}^{IN} ; \quad \forall ij \in \Omega_N, \forall c \in C \quad (39)$$

$$0 \leq \Delta_{ij,c,r}^{IN} \leq \bar{\Delta}_c ; \quad \forall ij \in \Omega_N, \forall c \in C, r = 1 \dots R \quad (40)$$

$$0 \leq S_{ij,c}^{N+} ; \quad \forall ij \in \Omega_N, \forall c \in C \quad (41)$$

$$0 \leq S_{ij,c}^{N-} ; \quad \forall ij \in \Omega_N, \forall c \in C \quad (42)$$

Sendo:

$S_{ij,c}^{N+}, S_{ij,c}^{N-}$ Variáveis auxiliares não negativas para obter $\left| \frac{S_{ij,c}^N}{V^{\text{base}}} \right|$;

$\Delta_{ij,c,r}^{IN}$ Valor do r -ésimo bloco de corrente no circuito ij , do condutor do tipo c ;

$\hat{S}_{ij,c}^N$ Variável que representa o termo $\left(\frac{S_{ij,c}^N}{V^{\text{base}}} \right)^2$;

$\Delta_{ij,c,r}^{IN}$ Valor do r -ésimo bloco de corrente no circuito ij , do condutor do tipo c ;

Note que as equações (37)-(42) também são expressões lineares. $S_{ij,c}^{N+}$ e $S_{ij,c}^{N-}$, são variáveis auxiliares não negativas para obter $\left| \frac{S_{ij,c}^N}{V^{\text{base}}} \right|$ como descrito pela restrição (37). A restrição (38) é uma aproximação linear de $\left(\frac{S_{ij,c}^N}{V^{\text{base}}} \right)^2$. A restrição (39) define que $\left| \frac{S_{ij,c}^N}{V^{\text{base}}} \right|$ é igual à soma do valor de cada bloco de linearização. A restrição (40) define os limites mínimos e máximos da contribuição de cada bloco de linearização de $\left| \frac{S_{ij,c}^N}{V^{\text{base}}} \right|$.

Desta forma tem-se que o *Modelo Linear Binário Misto para o Problema de PSDEE* é dado pelas seguintes equações.

$$\begin{aligned} \min v = & \sum_{ij \in \Omega^N} \sum_{c \in C} \delta_{ij,c}^L C_{ij,c}^L + \sum_{ij \in \Omega^E} \sum_{c \in C} \delta_{ij,c}^R C_{t_{ij,c}^0}^R + \sum_{i \in B^S} \delta_i^S C_i^S + K_c \sum_{ij \in \Omega^E} \sum_{c \in C} R_{ij,c}^R \hat{S}_{ij,c}^E \\ & + K_c \sum_{ij \in \Omega^N} \sum_{c \in C} R_{ij,c}^N \hat{S}_{ij,c}^N + \sum_{i \in B^S} S_i^S C_i^O + K \sum_{i \in B} R_i \end{aligned} \quad (43)$$

Sujeito às restrições (13) e (18)-(42).

Neste modelo de PLB, em função das linearizações, o número de variáveis de operação aumentou, enquanto que o número de variáveis de investimento manteve-se inalterado.

2.3 TESTES E RESULTADOS

O modelo proposto para resolver o problema de PSDEE foi escrito na linguagem de modelagem AMPL (*A Mathematical Programming Language*) (Fourer e Kernighan. 2003) e resolvido usando o software CPLEX (CPLEX 2008) (processado com suas opções padrões). Os resultados numéricos foram obtidos usando um PC Intel XEON W3520. Alguns sistemas teste da literatura são usados para mostrar o desempenho e a qualidade do modelo proposto. Para todos os testes foi considerado $R = 10$ e limites mínimo e máximo para as magnitudes de tensões de 0,95 e 1,00 pu, respectivamente.

Nesta seção são consideradas soluções, para um único estágio de planejamento, tendo em vista a necessidade de verificação da eficácia do modelo considerando que o mesmo deve ter a capacidade de:

- 1) Construir novas subestações;
- 2) Construir novos condutores escolhendo a melhor rota;
- 3) Repotenciar subestações;
- 4) Recondutorar circuitos.

Alguns dados utilizados para obter as soluções dos sistemas de 54 e 182 barras são apresentados a seguir.

Tabela 1 - Dados dos circuitos do sistema de 54 barras.

Tipo de condutor	Resistência [ohm/km]	Impedância [ohm/km]	Capacidade [A]	Custo de construção [\$/kVA/km]
1	0.3655	0.2520	150	2000
2	0.2921	0.2466	200	3000
3	0.2359	0.2402	250	4000
4	0.1932	0.2279	300	5000

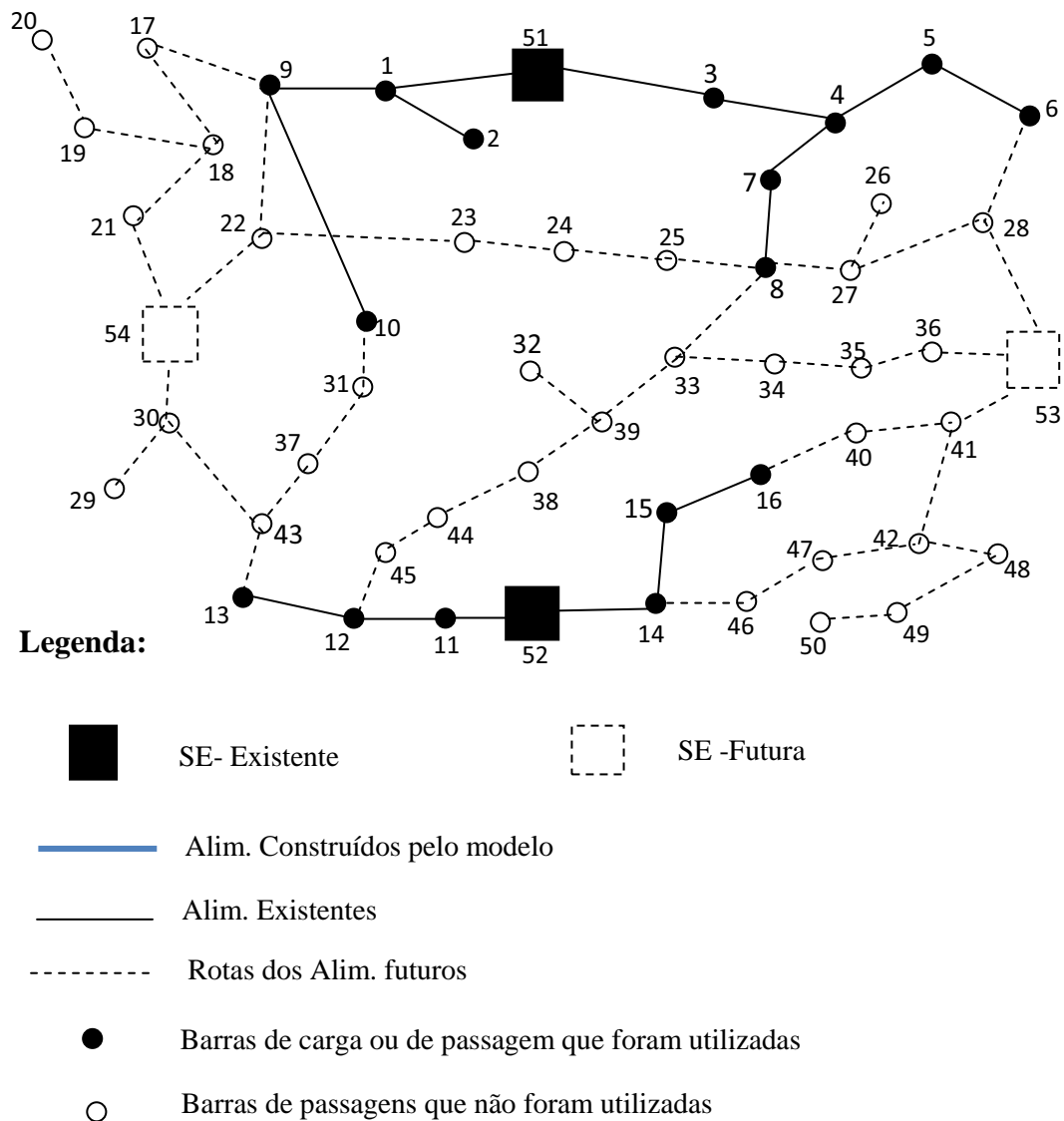
Tabela 2 - Dados dos circuitos do sistema de 182 barras.

Tipo de condutor	Resistência [ohm/km]	Impedância [ohm/km]	Capacidade [A]	Custo de construção [R\$/km/MVA]
1	0.8763	0.4133	180	2000
2	0.5518	0.4077	230	3000
3	0.2765	0.3610	340	4000

2.3.1 Sistema de distribuição de 54 barras

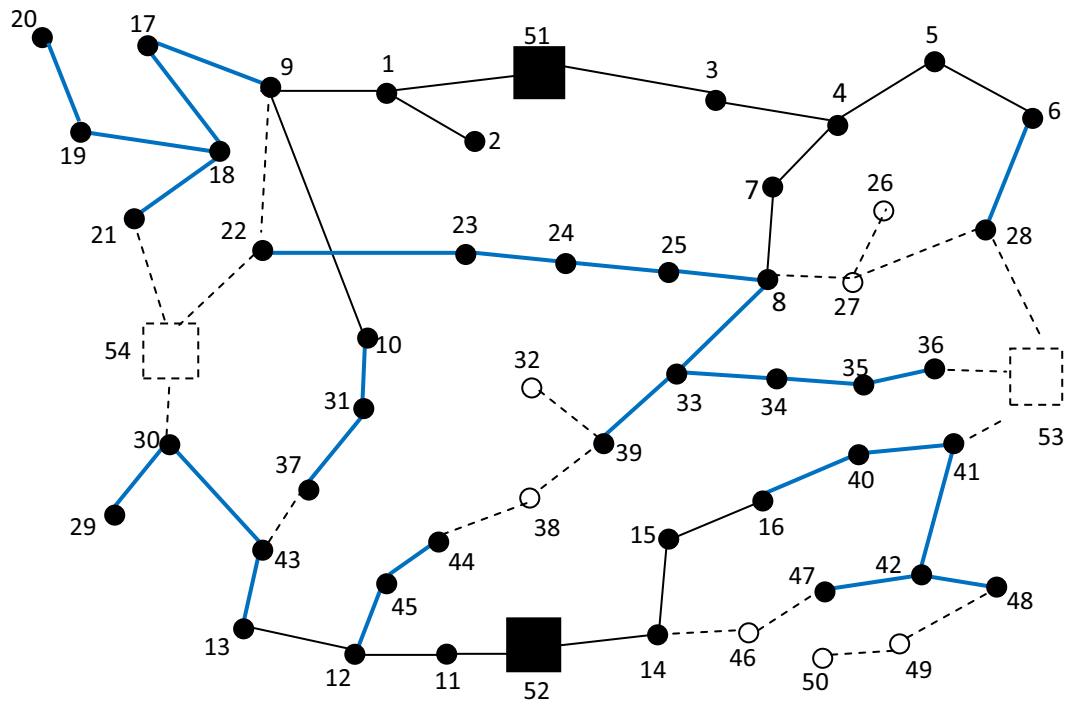
Este sistema teste de distribuição de 54 barras com as rotas propostas factíveis também estão disponíveis em Miranda et al, (1994). Este é um sistema de distribuição de 13,5-kV, com uma capacidade de 107,8 MVA, alimentando 50 barras de cargas, das quais dez barras são barras de passagem (barra 26, 27, 32, 35, 38, 42, 43, 46, 49 e 50). Possui quatro subestações sendo duas existentes, com possibilidade de repotencialização, e duas subestações candidatas, 16 circuitos existentes e 45 circuitos possíveis de serem construídos durante a fase de planejamento. Para a construção de novos circuitos e/ou recondutoramento de circuitos existentes são considerados 4 tipos de condutores. A configuração inicial do sistema teste está ilustrada na Figura 2.

Figura 2 - Configuração inicial do sistema de distribuição de 54 barras.



O CPLEX encontrou a solução ótima com um custo de total de US\$ 276,555.82, sendo o custo de construção de novos circuitos igual a US\$ 82,020.00. O custo de repotenciação da subestação 52 é de US\$ 100,000.00. O custo total de perdas dos circuitos é de US\$ 94,535.90, para um período de 5 anos com tempo de processamento igual a 4,99 sec, considerando um gap de 0,01%. A topologia proposta do planejamento é mostrada na Figura 3.

Figura 3 - Configuração proposta pelo modelo para o sistema de distribuição de 54 barras



Fonte: Próprio autor.

Na Tabela 3 apresentam-se os tipos de condutores que foram construídos e as barras de passagem que foram utilizadas na proposta de topologia da Figura 3 e pode-se verificar que não foi construída nenhuma nova subestação mostrando que as subestações existentes têm capacidade suficiente para abastecer a expansão da rede ocorrida neste período e que existem 2 sub-sistemas radiais cada um deles alimentado por uma das subestações do sistema.

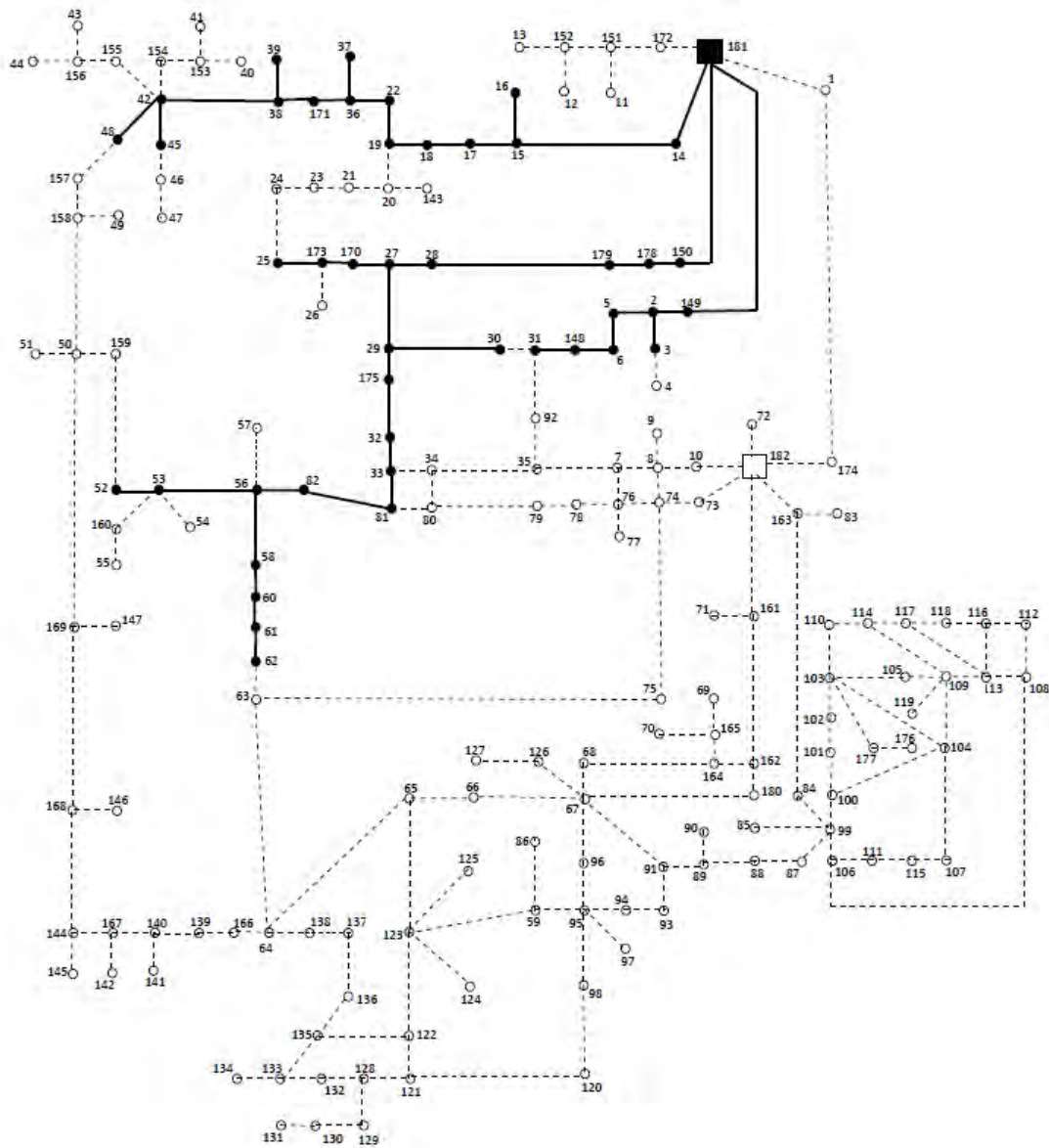
Tabela 3 - Barras de passagem não utilizadas e circuitos construídos ou reconduzidos do sistema de 54 barras.

Barras de passagem não utilizadas	Circuitos tipo 3.	Circuitos do tipo 1, que foram construídos ou que não houve a necessidade de reconduzimento
26, 27, 32, 38, 46, 49, 50	51-1 e 51-3	19-20, 18-19, 17-18, 9-17, 18-21, 22-23, 23-24, 24-25, 25-8, 6-28, 30-29, 30-43, 37-31, 31-10, 13-43, 12-45, 45-44, 39-33, 33-08, 33-34, 34-35, 35-36, 41-40, 40-16, 41-42, 42-48, 42-47

2.3.2 Sistema de distribuição de 182 barras

Os dados do sistema teste de distribuição de 182 barras com as rotas propostas factíveis também estão disponíveis em Bernal-Agustín (1998). Na Figura 4 é mostrada a topologia inicial do sistema, que alimenta 180 barras, das quais 26 barras são barras de passagens (barras onde não existem cargas), além das rotas dos possíveis circuitos que o modelo proposto poderá construir.

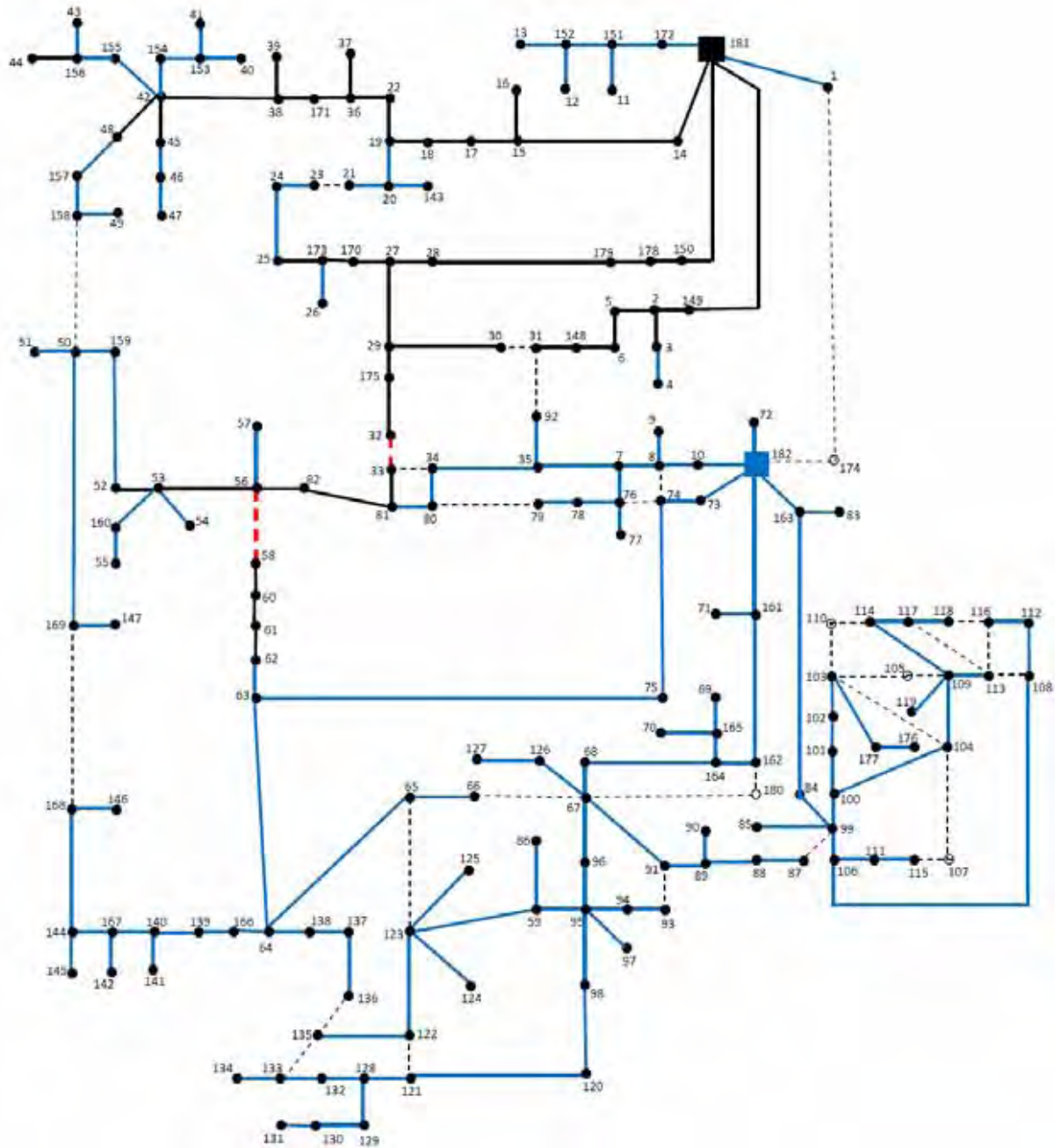
Figura 4 - Configuração inicial do sistema de distribuição de 182 barras



Fonte: Bernal-Agustín (1998).

O CPLEX encontrou a solução ótima com um custo total de US\$ 411,772.40, sendo o custo de construção de novos circuitos igual a US\$ 28,930.90. O custo de recondução de circuitos existentes é de US\$ 1,607.50. O custo de construção da nova subestação de US\$ 250,000.00. O custo total de perdas dos circuitos num período de 5 anos é de US\$ 132,359.3. O tempo de processamento foi de 68.957,81 sec, com um gap de 3,63%, utilizando 3 tipos de condutores e a topologia proposta do planejamento é mostrada na Figura 5.

Figura 5 - Configuração proposta pelo modelo para o sistema de distribuição de 182 barras.



Fonte: Próprio autor.

Da Figura 5 pode-se verificar que foi construída a subestação 182, devido o aumento de demanda superior a capacidade da subestação instalada. Tem-se 2 (dois) sub-sistemas radiais cada um deles alimentado por uma das subestações. Os tipos de condutores utilizados, circuitos desligados e barras de passagens para a topologia da rede da Figura 4, estão na Tabela 4.

Tabela 4 - Barras de passagem não utilizadas e circuitos construídos ou reconduzidos do sistema de 182 barras.

Barras de passagens utilizadas	Circuitos que foram desligados	Circuitos que foram construídos ou que permaneceram do tipo 1	Circuitos que foram construídos ou que permaneceram do tipo 2	Circuitos que foram construídos ou que permaneceram do tipo 3
89, 144, 151, 152, 153, 154, 155, 156, 157, 158, 159, 160, 161, 162, 163, 164, 165, 166, 167, 168, 169, 172	32 – 33, 56 – 58	38-39, 148-31, 30-29, 81-33, 181-1, 140-167, 181-172, 3-4, 92-35, 7-76, 8-9, 76-77, 78-79, 34-80, 173-26. 20-143, 42-154, 42-155, 154-153, 153-41, 153-40, 155-156, 156-43, 156-44, 48-157, 157-158, 158-49, 50-51, 50-159, 50-169, 53-54, 53-160, 160-155, 56-57, 169-147, 168-146, 168-144, 144-145, 172-151, 151-11, 151-152, 152-12, 152-13, 182-72, 64-138, 135-122, 133-134, 132-128, 128-129, 130-131, 166-139, 139-140, 140-141, 167-142, 163-83, 99-85, 87-88, 164-165, 165-69, 165-70, 95-94, 95-97, 94-93, 91-89, 89-90, 123-124, 123-125, 167-144, 106-111, 106-108, 111-115, 177-176, 109-119, 109-113, 108-112, 112-116, 117-118, 114-117	150-178, 178-179, 27-29, 149-2, 175-32, 58-60, 46-47, 159-52, 133-132, 161-71, 59-86, 104-109.	181-14, 14-15, 15-16, 15-17, 17-18, 18-19, 19-22, 22-36, 36-37, 36-171, 171-38, 38-42, 42-45, 42-48, 181-150, 179-28, 28-27, 27-170, 170-173, 173-25, 181-149, 2-3, 2-5, 5-6, 6-148, 29-175, 81-82, 56-82, 53-56, 52-53, 60-61, 61-62, 25-24, 80-81, 7-8, 182-10, 109-114, 89-88, 164-68, 96-95, 59-123, 62-63, 35-7, 8-10, 76-78, 19-20, 20-21, 23-24, 45-46, 182-73, 182-163, 182-161, 73-74, 74-75, 75-63, 63-64, 64-166, 138-137, 137-136, 129-130, 163-84, 84-99, 161-162, 162-164, 68-67, 67-96, 67-126, 66-65, 126-127, 95-59, 95-98, 98-120, 64-65, 123-122, 121-120, 121-128, 34-35, 67-91, 99-106, 99-100, 100-101, 101-102, 102-103, 100-104, 103-177,

2.4 CONCLUSÕES

Um modelo de PLBM (Programação Linear Binário Misto) é proposto para o problema de planejamento de sistema de distribuição. Este modelo representa fisicamente o problema de PSDEE, e dada a suas característica linear, a sua convergência para o ótimo é garantida. Isto permite o uso de *solvers* de PLBM convencionais para sua solução. Neste modelo as principais ações de planejamento utilizadas pelos profissionais do setor são consideradas.

O modelo proposto considera a possibilidade de construir ou repotencializar simultaneamente várias subestações, considerar a presença de barras de passagem e a característica radial de operação dos sistemas de distribuição.

Dois sistemas testes da literatura foram usados para validar o modelo e foi possível concluir a eficácia do mesmo.

Foi considerado apenas um estágio para cada sistema, tendo em vista que a proposta nesta etapa do trabalho é verificar a validade do modelo matemático proposto. Será apresentado no Capítulo 4 a aplicação do modelo usando técnica de planejamento pseudo-dinâmico para o sistema de 54 barras.

REFERÊNCIAS

ALMEIDA, M. S. *Alocação ótima de subestações e alimentadores em sistema de distribuição de energia elétrica usando um algoritmos de branch-and-bound*. 2002. 100 f. (Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica)- Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha solteira, 2002.

ASAKURA, T.; GENJI, T.; YURA, T.; HAYASHI, N.; FUKUYAMA, Y. Long-term distribution network expansion planning by network reconfiguration e generation of construction plans. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 18, n.3, p. 1196-1204. Ago. 2003.

ALGUACIL, N.; MOTTO, A. L.; CONEJO, A. J. Transmission expansion planning: a mixed-integer LP approach. *IEEE Transaction on Power Systems*, New York, v. 18, n. 3, p. 1070-1077, Ago. 2003.

BERNAL-AGUSTÍN, L. *Aplicación de algoritmos genéticos al diseño óptimo de sistemas de distribucion de energia eléctrica*. 1998. 257 f . Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Departamento de de Ingeniaria Elétrica, Universidad de Zaragoza, España, 1998.

CARVALHO, M. S.; FERREIRA, L. A. F. M.; LOBO, F. G.; BARRUNCHO, L. M. F. Distribution network expansion planning under uncertainty: a hedging algorithm in an evolutionary approach. *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 15, n. 1, p. 412-416, Jan. 2000.

COSSI, A. M. *Planejamento de redes de distribuição de energia elétrica de média e baixa tensão*. 2008. 232 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)- Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista- UNESP, Ilha Solteira, 2008.

CPLEX: optimization subroutine library guide and reference, version 11.0. Village: CPLEX 2008.

DÍAZ-DORADO, E.; PIDRE, J. C. Optimal planning of unbalanced networks using dynamic programming optimization. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 19, n. 4, p.2077-2085, Nov. 2004.

FLETCHER, H.; STRUNZ, K. Optimal distribution system horizon planning-part I: formulation. *IEEE Transactions on Systems*, New York, v. 22, n. 2, p.791-799, May 2007.

FOURER, R.; GAY, D. M.; KERMIGHAN, B. W. **AMPL**: a modeling language for mathematical programming. 2nd ed. Pacific Grove: Brooks/Cole-Thomson Learning, 2003.

HASHIMOTO, S. H. M.; ROMERO, R.; MANTOVANI, J. R. S. Efficient linear programming algorithm for the transmission network expansion planning problem. *IEEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, New York, v. 150, n. 5, p. 1145-1156, September 2003.

HAFFNER, S.; PEREIRA, L. F. A.; PEREIRA, L. A.; BARRETO, L. S. Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation – part I: problem formulation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 23, n. 2, p. 915-923, April 2008a.

HAFFNER, S.; PEREIRA, L. F. A.; PEREIRA, L. A.; BARRETO, L. S. Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation – part II: numerical results. *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 23, n. 2, p. 915-923, April 2008b.

KATHOR, S. R.; LEUNG, L. C. Power distribution Planning: A review of models and issues. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 12, n. 3, Ago. 1997.

LAVORATO, M. *Planejamento integrado da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica*. 2010. 180 f. Tese (Doutorado em Engenharia elétrica) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Campinas, 2010.

LOTERO, R. C.; CONTRERAS, J. Distribution system planning with reliability. *IEEE transactions on power delivery*, New York, v. 26, n. 4, october 2011.

MIGUEZ, E.; CIDRAS, J.; DIAZ-DORADO, E.; GARCIA-DORNELAS, J. L. Na improved branch-exchange algorithm for large-scale distribution network planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 17, n. 4, p. 931-936, November 2002.

PONNAVAIKKO, N.; PRAKASA RAO, K.S.; VENKATA, S.S. Distribuion system planning through a quadratic mixed integer programming approach. *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 2, n. 4, p. 1157-1163. Mai. 1987.

RAMIREZ-ROSADO, I. J.; DOMINGUEZ-NAVARRO, J. A. New multiobjective tabu search algorithm for fuzzy optimal planning of power distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 21, n. 1, p. 224-233, Frebruary 2006.

RAMIREZ-ROSADO, I. J.; BERANL-AGUSTIN, J. L. Genetic algorithm applied to the design of large power distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 13, n. 2, p. 696-703, May 1998.

THOMPSON, G. L.; WALL, D. L. A Branch and bound model for choosing optimal substation locations. *IEEE Transactions on power Apparatus and Systems*, New York, v. PAS-100, n. 5, p. 2683-2688, mai. 1987.

TAO, X.; HAUBRICH, H. J. A two-stage heuristic method for the planning of medium voltage distribution networks with large-scale distributed generation. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON PROBABILISTIC METHODS APPLIED TO POWER SYSTEMS KTH, 9., 2006, Stockholm. *international conference on probabilistic methods applied to power systems kth*, Stockholm: [s.n.], 2006. p. 11-15.

SOUSA, J.; RIDER, M. J.; MANTOVANI, J. R. S. Planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica através de modelo de otimização clássica. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL- SBPO, 43., 2011, Ubatuba. *Simpósio brasileiro de pesquisa operacional*. Ubatuba: [s.n.], 2011. p. 815-826

3 MODELO MATEMÁTICO DE ALOCAÇÃO E OPERAÇÃO DE CHAVES EM REDES RADIAIS DE DISTRIBUIÇÃO

Um sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE) tem como objetivo fornecer um serviço com qualidade e confiabilidade aos seus consumidores com o mínimo custo de investimento possível. Para quantificar o desempenho de uma rede de distribuição, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que no Brasil é responsável por regular e fiscalizar a atuação das empresas distribuidoras e definir indicadores para monitorar o desempenho dessas empresas estabelecendo metas e sanções, caso as mesmas não sejam cumpridas. Regular o setor elétrico significa estabelecer condições adequadas para que os serviços de geração, transmissão e distribuição sejam prestados à população com qualidade, segurança e com tarifas justas.

Entre os indicadores de qualidade dos sistemas de distribuição destacam-se os *indicadores de continuidade*: DEC (duração equivalente de interrupção por unidade consumidora) e FEC (frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora). Esses indicadores permitem mensurar a continuidade do fornecimento de energia elétrica em uma rede e podem ser utilizados como métricas comparativas da qualidade do serviço prestado. A confiabilidade de uma rede de distribuição é inversamente proporcional aos seus indicadores de continuidade, ou seja, quanto menores forem os indicadores, mais confiável é a rede (SILVA et al., 2004).

Curtos-circuitos, sobrecargas no sistema e falhas nos equipamentos são condições anormais de operação a que estão sujeitos os circuitos de distribuição. Descargas atmosféricas, galhos de árvores que danificam os condutores, falhas de isoladores e interferências no sistema, tanto humanas como de animais, são geralmente, os principais causadores da atuação dos dispositivos de proteção interrompendo o fornecimento de energia elétrica para os consumidores. Sob condições de faltas permanentes, o sistema passa do estado normal de funcionamento para o estado restaurativo. Os estados operacionais de um sistema podem ser definidos como: 1) Normal, quando as demandas de cargas e as restrições operativas do sistema são satisfeitas; 2) Emergencial, quando as restrições operativas não são satisfeitas, e; 3) Restaurativo, quando houver uma interrupção parcial ou total do fornecimento de energia. Os índices de confiabilidade do sistema estão relacionados com o tempo de operação da rede em cada um desses estados previamente definidos.

O problema de restauração do sistema de energia elétrica consiste na busca da melhor topologia com o maior número possível de cargas restauradas e o menor número possível de chaveamentos. Os limites de operação devem ser respeitados, ou seja: a rede deve manter a estrutura radial, quando necessária; os limites de capacidade de carga dos alimentadores e de subestações não devem ser violados e a magnitude da tensão de cada seção da rede deve estar dentro dos limites permitidos pela agência reguladora do setor elétrico. Portanto, o problema de restauração é resolvido visando minimizar as ações de controle e chaveamentos e os custos de interrupções, mantendo a qualidade do fornecimento de energia aos consumidores. Desta forma, um dos objetivos do procedimento da restauração do serviço em sistemas de energia elétrica é reenergizar a maioria de cargas fora de serviço no menor tempo possível através da transferência dessas cargas para outros setores da rede energizados, sem violar restrições de operações e de projeto, obedecendo aos critérios mínimos de carregamento e níveis de tensão. Isso faz parte de uma busca constante das empresas concessionárias para alcançar a satisfação do cliente e da adequação das concessionárias às regras das agências reguladoras no que diz respeito ao controle de duração e frequência de interrupção.

Para efetuar o processo de restauração de redes de distribuição é necessário que tenha instalado no sistema um conjunto de chaves seccionadoras (automáticas e/ou manuais) e um conjunto de ramais de interconexões entre os alimentadores. A alocação destas chaves é efetuada durante o planejamento da confiabilidade da rede e consiste basicamente em escolher em que circuitos (existentes e de interconexão) elas devem ser alocadas com um custo mínimo de investimento. Assim, o problema de restauração depende da localização bem como da quantidade de chaves de manobras e de ramais de interconexões existentes no sistema.

Neste capítulo apresenta-se um modelo matemático de programação linear binário misto (PLBM) para o problema de alocação e operação de chaves em sistemas de distribuição de energia elétrica. O modelo proposto tem como objetivo minimizar os custos de investimentos, de operação e de corte de energia aos consumidores devido à incidência de faltas permanentes. As variáveis de investimento definem a alocação de chaves nos circuitos existentes e também nos circuitos de interconexões. Esta última variável de investimento também é utilizada para definir a construção de novos circuitos de interconexões entre alimentadores, que é um diferencial deste trabalho com relação a outros da literatura. As variáveis de operação definem o estado de operação das chaves para cada condição de falta permanente, assim como também o corte de energia esperado. O modelo proposto foi implementado na linguagem de modelagem algébrica AMPL e resolvido através do *software*

comercial CPLEX. O modelo foi testado usando sistemas de distribuição da literatura de 54 e 182 barras, e os resultados obtidos são detalhadamente analisados e discutidos.

3.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Vários trabalhos foram pesquisados para o desenvolvimento de um modelo matemático de programação linear misto para o problema de alocação e operação de chaves de manobras em sistemas de distribuição. Neste trabalho busca-se um modelo que possa:

- a) Alocar chaves de manobras;
- b) Operar as chaves de manobras;
- c) Escolher os circuitos de interconexão;
- d) Reconfigurar a rede, considerando a capacidade de fluxo de corrente dos condutores e de carga das subestações;
- e) Recondutorar os circuitos existentes;
- f) Seja possível sua resolução através de técnicas clássicas de otimização.

Os principais trabalhos que serviram de base para o desenvolvimento do modelo proposto são discutidos a seguir.

Silva et al. (2004) apresentam um modelo de programação não linear binário (PNLB) para o problema de alocação e/ou realocação de chaves seccionadoras e dispositivos de proteção em alimentadores radiais aéreos de distribuição. As restrições consideradas no modelo refletem limitações técnicas e econômicas, tais como problemas de coordenação de dispositivos de proteção em série, número de equipamentos disponíveis, importância do alimentador sob análise, topologia do circuito, qualidade do fornecimento de energia e limitações físicas do sistema. Para a solução desse problema propõe-se um algoritmo de Busca Tabu Reativa (RTS).

Soudi e Tomsovic (1998) propõem a melhoria dos índices de confiabilidade definidos com base nos padrões das concessionárias americanas. Esta melhoria é obtida através da alocação otimizada dos dispositivos de proteção, localizadores de faltas e sensores instalados nas redes, considerando-se as ações preventivas oferecidas pelas respostas rápidas destes dispositivos. A função objetivo do modelo considerado reflete os inconvenientes da alocação de dispositivos de proteção na confiabilidade e que devem, portanto, ser minimizados para melhoria dos índices de confiabilidade do alimentador sob análise. As restrições consideradas são referentes a problemas de coordenação, números de dispositivos de proteção disponíveis

para alocação, entre outras. Para a solução do problema de otimização não-linear resultante, utilizam manipulações algébricas para tornar o problema linear e propõem para sua solução, técnicas heurísticas baseadas no conhecimento do problema.

Os mesmo autores, Soudi e Tomsovic (2001) propõem para a solução do problema de alocação de dispositivos de proteção em alimentadores de distribuição, técnicas de programação multiobjetivo, referenciadas na literatura especializada como *Programação por Metas*. No modelo adotam-se duas funções objetivo para considerar os efeitos da alocação dos dispositivos de proteção nos diferentes índices de confiabilidade. Uma das funções objetivo considera os efeitos nos índices de confiabilidade da alocação de fusíveis devido a incidência de faltas permanentes. A outra função objetivo considera os efeitos nos índices de faltas temporárias nos índices de confiabilidade com a alocação de disjuntores e religadores de linhas. Restrições para problemas de coordenação e limitações de projeto são também incluídas na formulação.

Soudi e Tomsovic (1999) utilizam um modelo matemático para apresentar uma análise sob os aspectos da complexidade e eficiência computacional de vários algoritmos de otimização para solução do problema de alocação ótima de dispositivos de proteção. Dentre esses algoritmos destacam-se os que utilizam conceitos de programação matemática *Multiobjetivo Clássica* juntamente com *Lógica Fuzzy*, Algoritmo de *Branch and Bound*, *Programação Binária* e *Programação Linear*, entre outras.

Teng e Liu (2003), na linha de pesquisa que trata do problema de alocação e realocação de chaves para restauração de redes de distribuição, apresentam um algoritmo de otimização baseado na filosofia do *Sistema de Colônia de Formigas (ACS – Ant Colony System)*, para solução deste problema. A formulação apresentada para o problema de realocação de chaves apresentada é um modelo de otimização combinatorial com função objetivo não-linear e não-diferenciável. O algoritmo ACS foi escolhido por se tratar de um algoritmo de busca inspirado no comportamento de formigas que encontram o caminho mais curto entre uma fonte de alimentos e a colônia. As características do algoritmo ACS permitem controlar a solução em todas as etapas do algoritmo, o uso de técnicas de computação distribuída para solução de problemas de grande porte e o uso de heurística construtiva “gulosa” para gerar configurações iniciais de boa qualidade, num tempo computacional adequado para o problema sob análise.

Celli e Pilo (1999) também abordam o problema de alocação ótima de chaves seccionadoras em redes de distribuição visando a melhoria da confiabilidade do serviço de fornecimento. O problema de planejamento da operação da rede de distribuição consiste em

dispor de um plano para restaurar o fornecimento de energia na ocorrência de uma falta, através da alocação de dispositivos de chaveamentos automáticos (*ASSD's - Automatic Sectionalizing Switching Devices*), que são capazes de diagnosticar faltas e reconfigurar automaticamente o sistema. Para a obtenção do modelo matemático consideram-se os custos de instalação dos dispositivos e os benefícios advindos da existência ou não de dispositivos de chaveamento automático na rede. Os tempos de localização da falta e de reparos são considerados juntamente com os índices de faltas do alimentador para obter a função do custo de interrupção de energia. A redução desses custos com a alocação dos dispositivos de seccionamento e chaveamento automático é o objetivo a ser alcançado. Faltas com duração maior que um minuto são classificadas como causadoras de problemas de energia não suprida para os consumidores. O modelo matemático obtido neste trabalho permite determinar o número e a localização dos dispositivos de seccionamento e chaveamento de forma otimizada, necessários para operar tanto em redes radiais como redes malhadas. A técnica de solução utilizada explora as características do modelo matemático permitindo a aplicação do princípio de otimização de *Bellmann's* combinado com a técnica de *Thinning* para encontrar soluções ótimas para sistemas de distribuição reais.

Billinton e Jonnavithula (1996) propõem um modelo matemático para o problema de alocação ótima de chaves de seccionamento em sistemas de distribuição radiais cujo objetivo é minimizar os custos de confiabilidade, de manutenção e de investimentos. O modelo proposto visa encontrar os melhores locais para alocar as chaves seccionalizadoras, que possuem a capacidade de melhorar a confiabilidade do sistema. A solução ótima contempla a relação custos *vs.* benefícios nos índices de confiabilidade devido a alocação de chaves. O modelo matemático é formulado como um problema combinatorial com função objetivo não-linear e não-diferenciável. Para resolver o problema é utilizado o algoritmo *Simulated Annealing* que é uma técnica aplicada com sucesso em problemas de otimização combinatoria da vida real.

Levitin, Mazal-tov e Elmakis (1994) consideram no seu modelo o custo da energia não distribuída e o custo de investimentos na alocação de chaves seccionalizadoras em alimentadores radiais. As taxas de falhas e o tempo de reparo são utilizados no modelo. Outras flexibilidades incorporadas no modelo proposto estão relacionadas em considerar os efeitos de falhas de operação do dispositivo de seccionamento, e o de um curto-circuito causado por falhas no seccionalizador. Para considerar estes efeitos são utilizados os conceitos de probabilidade de falhas de operação do seccionalizador e de taxas de falhas do seccionalizador. O tempo de reparo para os seccionalizadores também é utilizado. A técnica

de solução utilizada para resolver o problema é através de um algoritmo genético convencional, que tem a habilidade de fornecer múltiplas soluções de boa qualidade, possibilitando que seja escolhida uma solução que mais se enquadre com a realidade das concessionárias.

3.2 MODELO MATEMÁTICO DE ALOCAÇÃO E DE OPERAÇÃO DE CHAVES

O objetivo deste trabalho é propor um modelo matemático que forneça como resultado a alocação das chaves em um PSDEE e também indicar quais devem ser abertas ou fechadas quando ocorrer à interrupção de energia em uma barra do sistema numa condição previamente definida no sistema e esta condição será, chamada de cenário. Para a elaboração desse modelo foram consideradas três situações:

- a) Inicialmente considera-se que para uma configuração de SDEE dada, todos os circuitos têm chaves alocadas. O modelo deve ser capaz de indicar a operação destas chaves, considerando que os circuitos que saem das subestações possuem disjuntores alocados nas suas saídas e que funcionam juntamente com as chaves, ligando ou desligando durante a operação das chaves;
- b) Após validar o funcionamento do modelo de operação de chaves, inserem-se as restrições para a alocação de chaves nos circuitos. Neste cenário é considerada a existência de dois conjuntos de possíveis circuitos, a saber: os *circuitos em operação* (circuitos existentes e ligados) e os *circuitos fora de operação* (circuitos de interconexões). Esta classificação de circuitos é necessária para que possa ser inserida no modelo a possibilidade de escolher, dentre os circuitos que estão fora de operação, quais deles serão os circuitos de interconexões entre alimentadores;
- c) Finalmente o modelo é melhorado, sendo considerados os custos de operação de chaves, custo de alocação de chaves nos circuitos existentes e de interconexões, custos de circuitos de interconexões, custo de corte de cargas, taxa de faltas, além das linearizações necessárias no modelo.

O modelo inicial que fornece a sequência de operação das chaves foi elaborado conforme descrito na seção 3.2.1.

3.2.1 Modelo matemático do problema de operação de chaves

Para modelar o problema de alocação e operação ótima de chaves em sistemas de distribuição são consideradas as seguintes hipóteses:

1. As demandas das cargas no sistema de distribuição são representadas como potência aparente constante;
2. Os limites mínimos e máximos da magnitude de tensão e a capacidade máxima de fluxo dos circuitos e de potência das subestações são considerados;
3. Cada condição de falta é representada como um cenário de operação;
4. Deve ser respeitada a radialidade da topologia do sistema para cada cenário de operação;
5. O sistema é balanceado e representado pelo seu equivalente monofásico.

Como resultado o modelo deve fornecer os valores ótimos das seguintes variáveis de decisão:

1. Alocação de chaves em circuitos existentes,
2. Alocação de chaves e definição dos circuitos de interconexão entre alimentadores;
3. Operação das chaves para cada condição de falta permanente.

Assim, considera-se a função objetivo (44) no modelo inicial considera apenas o custo dos cortes de carga devido às contingências nas barras i ($i \in \Omega_B$) no cenário s . A variável positiva $R_{i,s}$ é uma geração artificial de potência aparente no barra i para representar o corte de energia no cenário s . Posteriormente, no terceiro momento da construção do modelo, todos os custos envolvidos no problema são considerados e a função objetivo torna-se mais realista.

$$\min v = \sum_{i \in \Omega_B} \sum_{s \in \Omega_s} R_{i,s}; \quad (44)$$

A restrição (45) representa a equação de balanço de potência em cada barra do sistema.

$$\sum_{j \in \Omega_C} S_{ji,s} - \sum_{ij \in \Omega_C} S_{ij,s} + S_{i,s}^S = S_i^D - R_{i,s}; \quad \forall i \in \Omega_B, \forall s \in \Omega_s \quad (45)$$

A equação (46) modela a restrição de capacidade de potência aparente máxima da subestação i para cada cenário s .

$$0 \leq S_{i,s}^S \leq \bar{S}_{i,s}^S; \quad \forall i \in \Omega_B, \quad \forall s \in \Omega_s \quad (46)$$

A restrição (47) limita o fluxo de potência aparente nos circuitos existentes na sua capacidade máxima.

$$-\bar{S}_{ij}x_{ij,s} \leq S_{ij,s} \leq x_{ij,s}\bar{S}_{ij}; \quad \forall ij \in \Omega_C, \forall s \in \Omega_s \quad (47)$$

A restrição (48) limita a capacidade do corte de energia do barra i no cenário s , em que M pode ser igual à soma de todas as cargas do sistema e $C_{i,s} = 1$ se existe uma condição de falta permanente próxima do barra i no cenário s ; caso contrário $C_{i,s} = 0$. Note que para cada cenário, s representa uma única condição de falta permanente permitida.

$$0 \leq R_{i,s} \leq C_{i,s}M; \quad \forall i \in \Omega_B, \forall s \in \Omega_s \quad (48)$$

A restrição (49), juntamente com a restrição (45) garante uma topologia radial do sistema para cada cenário. A variável binária $x_{ij,s}$ representa o estado de operação, (aberto ou fechado) da chave nos circuitos ij no cenário s : $x_{ij,s} = 1$ se a chave ij está fechada ou em operação no cenário s ; caso contrário $x_{ij,s} = 0$.

$$\sum_{ij \in \Omega_C} x_{ij,s} = N_B - N_s - 1; \quad \forall s \in \Omega_s \quad (49)$$

A restrição (50) garante que a magnitude de tensão máxima e mínima nos diversos cenários de acordo com as contingências ocorridas.

$$\underline{V} \leq V_{i,s} \leq \bar{V}; \quad \forall i \in \Omega_B, \forall s \in \Omega_s \quad (50)$$

A restrição (51) modela o fluxo de potência aparente nos circuitos considerando a alocação, ou não alocação de chaves.

$$-\Delta V(1 - x_{ij,s}) \leq \frac{S_{ij,s}}{V_{base}} Z_{ij,s} - (V_{i,s} - V_{j,s}) \leq \Delta V(1 - x_{ij,s}); \quad \forall ij \in \Omega_C, \forall s \in \Omega_s \quad (51)$$

A restrição (52) é a variável de decisão que fornece a informação de contingência ou não na barra i .

$$x_{ij,s} \in \{0,1\}; \quad \forall ij \in \Omega_C, \forall s \in \Omega_s \quad (52)$$

As variáveis usadas nas equações de (44) a (52) são definidas a seguir:

$R_{i,s}$	Corte de carga na barra i no cenário s ;
Ω_B	Conjunto de Barras;
Ω_C	Conjunto de todos os circuitos do sistema;
$S_{ij,s}$	Fluxo de potência aparente nos circuitos ij , no cenário s ;
$S_{i,s}^S$	Potência aparente na subestação i , no cenário s ;
S_i^D	Potência aparente máxima demanda na barra i ;
\bar{S}_{ij}	Fluxo de potência aparente máximo no circuito ij ;
$x_{ij,s}$	Variável de decisão de abertura ou fechamento de chaves do circuito ij , no cenário s ;
$C_{i,s}$	Contingência da barra i no cenário s ;
M	Fator de penalização;
N_B	Número de barras;
N_S	Número de subestações;
$V_{i,s}$	Magnitude da tensão na barra i no cenário s ;
ΔV	Máxima queda de tensão;
$Z_{ij,s}$	Impedância do circuito ij , no cenário s ;

Testes foram realizados considerando um sistema de 11 barras para validar o modelo. Considere a configuração inicial mostrada na Figura 6 e a solução proposta mostrada na Figura 8. Considere que existam chaves alocadas em todos os circuitos existentes e de interconexões conforme Figura 8. A proposta é causar contingências próximas a cada barra do sistema e verificar o comportamento do modelo proposto. Considera-se também que na saída dos alimentadores nas subestações existam disjuntores.

Figura 6 - Sistema inicial em operação do modelo de 11 barras.

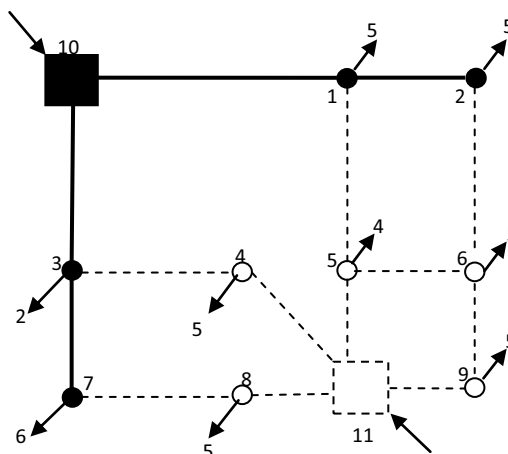


Figura 7 - Configuração ótima obtida pelo modelo de PSDEE para o sistema de 11 barras.

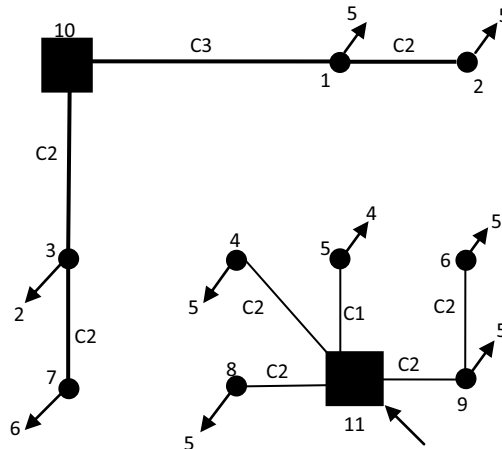
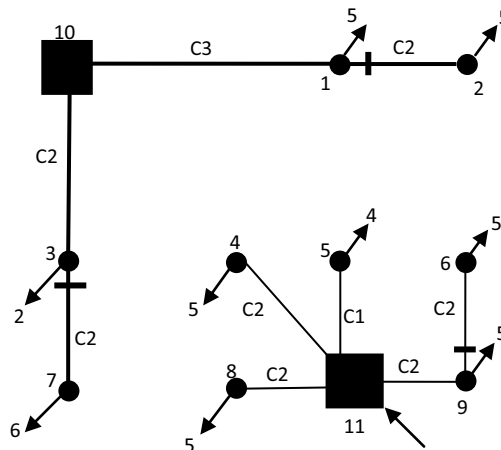


Figura 8 - Configuração ótima proposta pelo modelo de PSDEE, com as chaves alocadas em todos os circuitos.



Fonte: Figura 7. Almeida (2002), Figura 8 e 9, Próprio Autor.

Legenda:



SE - Futura



SE - Existente



Barras de carga ou de passagem que foram utilizadas



Barras de passagem que não foram utilizadas pelo modelo de planejamento.



Circuitos existentes



Circuitos com chaves alocadas



Circuitos de interconexões

C_i Condutores do tipo $i, i=1, \dots, 8$

Deseja-se verificar o funcionamento do modelo de operação de chaves, para os casos em que ocorram contingências em todos os alimentadores da rede, considerando a configuração ótima fornecida pelo modelo de PSDEE. No teste realizado considera-se que todas as barras sofrem contingências uma de cada vez seguindo uma ordem sendo essa ordem o cenário a ser analisado, por exemplo, a contingência na barra 1 indica o cenário 1, contingência na barra 2, indica cenário 2 e assim sucessivamente.

Desta forma, é considerado que pode existir corte de carga para as barras de cargas, sendo $x_{ij,s} = 1$, se o corte ocorre para a barra i no cenário s , para contingência no circuito ij , e $x_{ij,s} = 0$, caso contrário.

O que o modelo de operação de chaves propõe é que, no caso de uma contingência em uma linha ij , seja isolada a menor quantidade de carga possível, respeitando restrições de tensão nos circuitos, capacidade das subestações e radialidade do sistema.

Para incorporar esta funcionalidade no modelo considera-se que na barra onde ocorre o corte de carga, é criada uma carga fictícia que funciona como uma “fonte de potência”. Assim as barras que não podem ser alimentadas pelas subestações são alimentadas por esta fonte de potência fictícia. Por exemplo, se o corte de carga a ser considerado ocorreu na barra 1, então, outras barras que se conectam a mesma, serão alimentadas por uma “fonte de potência” fictícia que é inserida na barra 1, desde que estas outras barras não possam ser alimentadas por alguma das subestações existentes por violar alguma restrição do modelo (em particular a de radialidade).

Outro aspecto da modelagem proposta consiste em considerar que após a obtenção do resultado através do modelo de PSDEE, os circuitos existentes no sistema e que não fazem parte da solução, sejam considerados como possíveis ramais de interconexões para que a alocação de chaves seja eficiente. Desta forma observa-se que:

- São alocadas chaves em linhas que não foram propostas pelo modelo de PSDEE (linhas de interconexão). Estas linhas são alocadas para garantir que a partir da topologia fornecida pelo modelo de PSDEE se evite o corte de carga.
- É possível verificar que surgem várias “seções” isoladas pelas chaves que respeitam as restrições impostas (em particular as de radialidade) e que o número de seções é igual ao número de subestações existentes mais as subestações fictícias criadas a partir das barras onde acontecem os cortes de carga.

- Todas as chaves alocadas nos circuitos de interconexões encontram-se desligadas (abertas) e só devem ser ligadas (fechadas), caso o modelo forneça uma solução que o fechamento destas chaves seja necessário.

Na Tabela 5, ilustram-se os resultados obtidos pelo modelo de Alocação e Operação de Chaves para o sistema da Figura 9, considerando os cortes de carga para todas as barras de forma sequenciada, para cada cenário analisado. De acordo com a Tabela 5, tem-se a barra onde ocorreu a contingência e os circuitos onde as chaves ou disjuntores foram abertos ou fechados. Lembrando ainda que os cenários foram fixados com a finalidade de verificar o funcionamento do modelo.

Tabela 5 - Operação de chaves e disjuntores nos circuitos i - j para contingência nas barras do sistema.

Barra i no cenário s	Chaves ou disjuntores que são abertos (desligadas), no cenário s .	Barras que ficam isoladas, no cenário s , com o corte de carga. (kVA)
1-1	10-1	1 e 2 (10000)
2-2	1-2	2 (5000)
3-3	10-3	3 e 7 (8000)
4-4	11-4	4 (5000)
5-5	11-5	5 (4000)
6-6	6-9	6 (5000)
7-7	3-7	7 (6000)
8-8	8-11	8 (5000)
9-9	9-11	6 e 9 (10000)

Note que nenhum circuito de interconexão teve suas chaves ligadas e isso ocorre porque o modelo avaliou que os custos com construção de circuitos de interconexões, alocação ou operação de chaves não é atrativo.

Na segunda fase de construção do modelo considera-se além do problema de operação a alocação de um conjunto de chaves de manobras. Isto implica na inserção de mais duas restrições no modelo inicial (1)-(9), além dos custos de alocação de chaves que agora aparecem no modelo. É também possível verificar que um dos objetivos do trabalho, é propor modelo de função objetivo e restrições para o problema de alocação e operação de chaves, que seja resolvido satisfatoriamente através de *solvers* comerciais.

3.2.2 Modelo de alocação e Operação de Chaves

No desenvolvimento do modelo de alocação de chaves em sistemas de distribuição são considerados dois conjuntos de circuitos:

- 1) **Circuitos em operação:** são os circuitos que fazem parte da configuração do PSDEE e que representam a solução do sistema em funcionamento. A restrição que representa a alocação de chaves nesse conjunto de circuitos é a seguinte:

$$(1 - \omega_{ij}) \leq x_{ij,s}; \quad \forall ij \in \Omega_O \quad (53)$$

Sendo:

Ω_O - Conjunto de circuitos em operação;

ω_{ij} - Variável binária de decisão de alocação de chaves nos circuitos em operação;

- 2) **Circuitos fora de operação:** são propostas de rotas de circuitos que podem ser construídos. A restrição que representa a alocação de chaves neste conjunto de circuitos é dada pela equação (54).

$$x_{ij,s} \leq \omega_{ij}; \quad \forall ij \in \Omega_{FO} \quad (54)$$

Sendo:

Ω_{FO} - Conjunto de circuitos fora de operação;

A função objetivo é apresentada a seguir e juntamente com as restrições (45) - (54), compõe o modelo inicial do problema de alocação e operação de chaves.

$$\min v = \sum_{i \in \Omega_B} \sum_{s \in \Omega_S} \lambda_s K_c R_{i,s} + \sum_{ij \in \Omega_E} C_{ch} \omega_{ij} + \sum_{ij \in \Omega_N} C_{ch} \omega_{ij} \quad (55)$$

Sendo:

C_{ch} custo de chaves alocadas

Desta forma tem-se o modelo de PL para alocação e operação de chaves de acordo com cada cenário apresentado. Segue-se agora no item 3.4, a terceira etapa de desenvolvimento do modelo, que é a ampliação e inserção de todas as variáveis, restrições e

termos na função objetivo para que o modelo possa representar de forma realista este problema físico.

3.3 MODELO MATEMÁTICO PROPOSTO

Considerando-se as hipóteses e os resultados que devem ser fornecidos, o modelo proposto neste trabalho é detalhado a seguir.

A função objetivo (56) representa o custo total de operação e de investimentos. O primeiro termo representa o custo total esperado do corte de energia aos consumidores devido a incidência de uma falta permanente em qualquer seção da rede. O segundo termo representa os custos de alocação de chaves para os circuitos existentes. O terceiro termo representa os custos de alocação de chaves e o custo de construção de novos circuitos de interconexões. Note que há a necessidade de alocar duas chaves para os ramais de interconexões a fim de que o circuito fique totalmente desenergizado. Desta forma os custos que representam a locação de chaves nestes circuitos de interconexões na função objetivo são multiplicados por 2. As chaves alocadas em cada ramal de interconexão têm a mesma lógica de operação, ou seja, abrem ou fecham de forma simultânea. O quarto e quinto termos representam os custos de operação das chaves alocadas nos circuitos existentes e de interconexões, respectivamente. Note que nos custos de operação consideram-se que as chaves alocadas nos circuitos existentes estão na condição de operação (chave fechada), enquanto que as chaves alocadas nos circuitos de interconexões estão na condição de fora de operação (chave aberta).

$$\begin{aligned} \min v = & \sum_{i \in \Omega_B} \sum_{s \in \Omega_s} \lambda_s K_c R_{i,s} + \sum_{ij \in \Omega_E} C_{ch} \omega_{ij}^E + \sum_{ij \in \Omega_N} (2C_{ch} + C_N) \omega_{ij}^N \\ & + \sum_{i \in \Omega_E} \sum_{s \in \Omega_s} \lambda_s C_{och} (1 - x_{ij,s}^E) + \sum_{i \in \Omega_N} \sum_{s \in \Omega_s} 2\lambda_s C_{och} x_{ij,s}^N \end{aligned} \quad (56)$$

A equação (57) representa a restrição de balanço de potência aparente em cada barra do sistema. Note que a variável positiva $R_{i,s}$ é uma geração artificial de potência aparente no barra i para representar o corte de energia no cenário s .

$$\sum_{ij \in \Omega_E} S_{ij,s}^E - \sum_{ij \in \Omega_E} S_{ij,s}^E + \sum_{ij \in \Omega_N} S_{ij,s}^N - \sum_{ij \in \Omega_N} S_{ij,s}^N + S_{i,s}^S = S_i^D - R_{i,s}; \quad \forall i \in \Omega_B, \forall s \in \Omega_s \quad (57)$$

A restrição (58) representa a restrição de fluxo de potência aparente nos circuitos existentes para cada cenário.

$$-\Delta V(1 - x_{ij,s}^E) \leq \frac{S_{ij,s}^E}{V^{base}} Z_{ij,s}^E - (V_{i,s} - V_{j,s}) \leq \Delta V(1 - x_{ij,s}^E); \quad \forall ij \in \Omega_E, \quad \forall s \in \Omega_s \quad (58)$$

Na Restrição (58) se a chave do circuito ij no cenário s está em operação ($x_{ij,s}^E = 1$) então $S_{ij,s}^E = V^{base}(V_{i,s} - V_{j,s})/Z_{ij,s}^E$ e da restrição (47), $-\bar{S}_{ij} \leq S_{ij,s}^E \leq \bar{S}_{ij}$; caso contrário $S_{ij,s}^E = 0$ e $(V_{i,s} - V_{j,s})$ está livre para variar.

A restrição (59) representa a restrição que limita o fluxo de potência aparente nos circuitos existentes na sua capacidade máxima.

$$-\bar{S}_{ij} x_{ij,s}^E \leq S_{ij,s}^E \leq x_{ij,s}^E \bar{S}_{ij}; \quad \forall ij \in \Omega_E, \forall s \in \Omega_s \quad (59)$$

A restrição (60) modela a restrição de fluxo de potência aparente nos circuitos de interconexões para cada cenário.

$$-\Delta V(1 - x_{ij,s}^N) \leq \frac{S_{ij,s}^N}{V^{base}} Z_{ij,s}^N - (V_{i,s} - V_{j,s}) \leq \Delta V(1 - x_{ij,s}^N); \quad \forall ij \in \Omega_N, \quad \forall s \in \Omega_s \quad (60)$$

A restrição (61) representa a restrição de limite de fluxo de potência aparente nos circuitos de interconexões nas suas capacidades máxima. Note que se a chave do circuito ij no cenário s está em operação ($x_{ij,s}^N = 1$) então $S_{ij,s}^N = V^{base}(V_{i,s} - V_{j,s})/Z_{ij,s}^N$ e $-\bar{S}_{ij} \leq S_{ij,s}^N \leq \bar{S}_{ij}$; caso contrário, $S_{ij,s}^N = 0$ e $(V_{i,s} - V_{j,s})$ está livre para variar.

$$-\bar{S}_{ij} x_{ij,s}^N \leq S_{ij,s}^N \leq x_{ij,s}^N \bar{S}_{ij}; \quad \forall ij \in \Omega_E, \forall s \in \Omega_s \quad (61)$$

A restrição (62) garante a capacidade de potência aparente máxima da subestação i para cada cenário s .

$$0 \leq S_{i,s}^S \leq \bar{S}_i^S; \quad \forall i \in \Omega_B, \forall s \in \Omega_s \quad (62)$$

A restrição (63) garante que as magnitudes de tensões em todas as barras do sistema fiquem dentro dos seus limites máximo e mínimo em todos os cenários.

$$\underline{V} \leq V_{i,s} \leq \bar{V}; \quad \forall i \in \Omega_B, \forall s \in \Omega_s \quad (63)$$

A restrição (64) limita a capacidade do corte de energia da barra i no cenário s , em que M pode ser igual à soma de todas as cargas do sistema, e $C_{i,s} = 1$ se existe uma condição de falta permanente perto do barra i no cenário s ; caso contrário $C_{i,s} = 0$. Note que para cada cenário s uma única condição de falta permanente é permitida.

$$0 \leq R_{i,s} \leq C_{i,s} M; \quad \forall i \in \Omega_B, \forall s \in \Omega_s \quad (64)$$

A restrição (65), juntamente com restrição (57), garantem uma topologia radial do sistema para cada cenário. As variáveis binárias $x_{ij,s}^E$ e $x_{ij,s}^N$ representam o estado de operação

(aberto ou fechado) das chaves nos circuitos existentes e de interconexões ij no cenário s , respectivamente. $x_{ij,s}^E = 1$ se a chave ij está fechada ou em operação no cenário s ; caso contrário $x_{ij,s}^E = 0$. De forma análoga para $x_{ij,s}^N$.

$$\sum_{ij \in \Omega_E} x_{ij,s}^E + \sum_{ij \in \Omega_N} x_{ij,s}^N = N_B - N_S - 1; \quad \forall s \in \Omega_s \quad (65)$$

A restrição (66) relaciona as variáveis de investimentos com as variáveis de operação das chaves nos circuitos existentes. Note que se $\omega_{ij}^E = 1$ então $0 \leq x_{ij,s}^E \leq 1$ (isso implica que o circuito ij pode estar operando ou fora de operação); caso contrário $x_{ij,s}^E = 0$ (isso implica que o circuito ij está sempre em operação).

$$(1 - \omega_{ij}^E) \leq x_{ij,s}^E; \quad \forall ij \in \Omega_E \quad (66)$$

As variáveis binárias ω_{ij}^E e ω_{ij}^N representam as variáveis de decisão da alocação das chaves nos circuitos existentes e de interconexões ij , respectivamente. $\omega_{ij}^E = 1$ se é alocada uma chave ij no circuito existente ij ; caso contrário $\omega_{ij}^E = 0$. De forma análoga para ω_{ij}^N .

A restrição (67) relaciona as variáveis de investimentos com as variáveis de operação das chaves nos circuitos de interconexões. $\omega_{ij}^N = 1$ então $0 \leq x_{ij,s}^N \leq 1$ (isso implica que o circuito de interconexão ij pode estar operando ou fora de operação); caso contrário $x_{ij,s}^N = 0$ (isso implica que o circuito de interconexão ij está sempre fora de operação).

$$x_{ij,s}^N \leq \omega_{ij}^N; \quad \forall ij \in \Omega_N \quad (67)$$

A restrição (68) representa a característica binária das variáveis de operação de chaves nos circuitos existentes para cada cenário.

$$x_{ij,s}^E \in \{0,1\}; \quad \forall ij \in \Omega_E, \forall s \in \Omega_s \quad (68)$$

A restrição (69) representa a característica binária das variáveis de operação de chaves nos circuitos de interconexões para cada cenário.

$$x_{ij,s}^N \in \{0,1\}; \quad \forall ij \in \Omega_N, \forall s \in \Omega_s \quad (69)$$

A restrição (70) representa a variável binária de alocação de chaves dos circuitos existentes.

$$\omega_{ij}^E \in \{0,1\}; \quad \forall ij \in \Omega_E \quad (70)$$

A restrição (71) representa a variável binária de alocação de chaves dos circuitos de interconexões.

$$\omega_{ij}^N \in \{0,1\}; \quad \forall ij \in \Omega_N \quad (71)$$

No problema (56)-(71), as variáveis binárias ω_{ij}^E e ω_{ij}^N , são variáveis de decisões, e uma operação factível do SDEE depende dos seus valores. As demais variáveis representam o

estado de operação em regime permanente para uma solução factível do sistema. Para uma proposta de investimento definida através de um valor específico de ω_{ij}^E e ω_{ij}^N vários estados de operação factíveis são possíveis. Este tipo de problema de otimização pode ser resolvido através de *solvers* comerciais de programação inteira.

A seguir apresentam-se as definições de variáveis, parâmetro e conjuntos utilizados no equacionamento do modelo proposto.

Conjuntos

Ω_B	Conjunto de barras;
Ω_S	Conjunto de cenários de operação;
Ω_E	Conjunto dos circuitos existentes;
Ω_N	Conjunto dos circuitos de interconexão;

Parâmetros

$Z_{ij,c}^E$	Impedância do circuito existente ij , do condutor do tipo c ;
$Z_{ij,c}^N$	Impedância dos circuitos de interconexão ij , do condutor do tipo c ;
$S_{i,s}^S$	Potência aparente na subestação i , no cenário s ;
\bar{S}_i^S	Potência aparente máxima na subestação i ;
S_i^D	Potência aparente da demanda no barra i ;
\bar{S}_{ij}	Fluxo de potência aparente máxima do circuito ij ;
$C_{i,s}$	Condição de falta permanente perto da barra i no cenário s ;
C_{ch}	Custo de alocação das chaves;
C_N	Custo de construção de um circuito de interconexão;
C_{och}	Custo de operação das chaves;
M	Grau de liberdade da variável $R_{i,s}$;
N_B	Número de barras do sistema;
N_S	Número de subestações;
ΔV	Máxima queda de tensão;
λ_s	Taxa da falta permanente no cenário s ;

Variáveis

$x_{ij,s}^E$	Variável de operação (aberto ou fechado) da chave nos circuitos existentes ij no cenário s ;
--------------	--

ω_{ij}^E	Variável de investimento da alocação de chaves nos circuitos existentes ij ;
$x_{ij,s}^N$	Variável de operação (aberto ou fechado) da chave nos circuitos de interconexão ij , no cenário s ;
ω_{ij}^N	Variável de investimento da alocação de chaves nos circuitos de interconexão ij ;
$S_{ij,s}^E$	Fluxo de potência aparente nos circuitos existentes ij , no cenário s ;
$S_{ij,s}^N$	Fluxo de potência aparente nos circuitos de interconexão ij , no cenário s ;
$R_{i,s}$	Racionamento da barra i no cenário s ;
$V_{i,s}$	Magnitude da tensão no barra i , no cenário s ;
V^{base}	Tensão de base do sistema;

3.4 TESTES E RESULTADOS

O modelo proposto para resolver o problema de alocação e operação de chaves em sistemas de distribuição de energia elétrica foi escrito na linguagem de modelagem AMPL (*A Mathematical Programming Language*), (FOURER et al., 2003), e resolvido usando o software comercial CPLEX (CPLEX, 2008) (usando suas opções padrões). Os resultados numéricos foram obtidos usando um PC Dell Optiplex 755 processador, Intel(R) Corel (TM)2 Duo CPU , E6850 @ 3.00GHz, 2.99GHz, 3.25 GB de RAM.

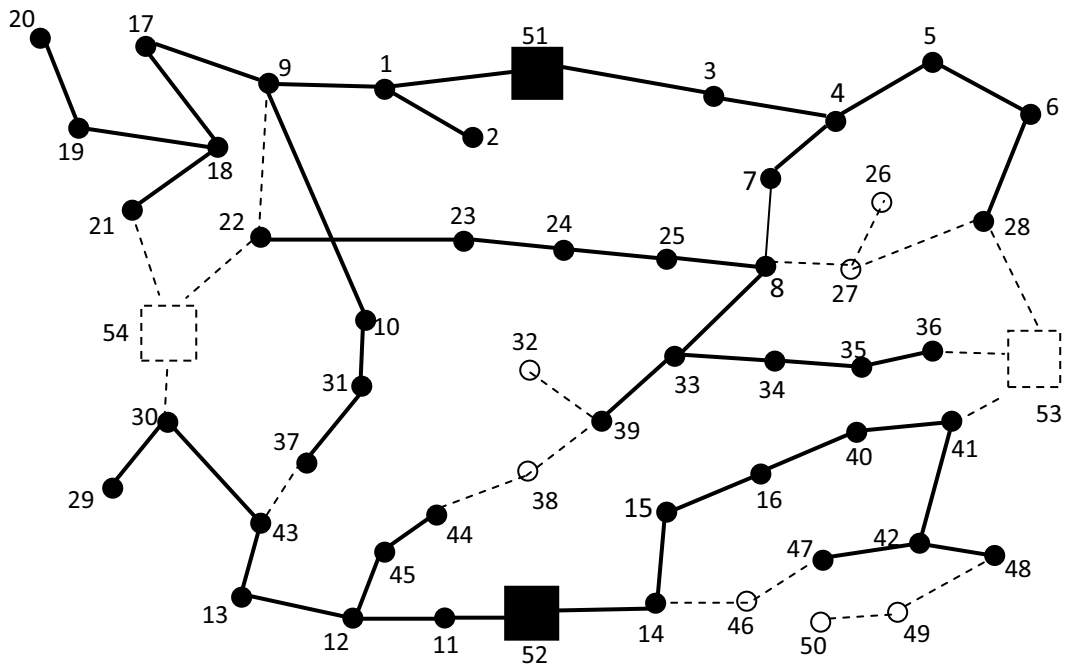
Dois sistemas de distribuição de energia elétrica foram usados para mostrar o desempenho e a qualidade do modelo proposto. Para ambos os sistemas, foi considerado um custo de alocação de chaves para os circuitos de interconexão de US\$ 1370.00 por chave alocada, sendo que nos circuitos de interconexão, são alocadas 2 (duas) chaves que operam em comum acordo. O custo de operação considerado é de US\$ 120.00 para manobrar uma chave e um custo de racionamento de 0.155 US\$/MWh. Na saída de cada um dos alimentadores considera-se que existe um disjuntor equipado com relé de sobrecorrente. Estes disjuntores funcionam em conjunto com as chaves de manobras, podendo abrir ou fechar o circuito em caso de falta permanente em algum cenário de operação.

3.4.1 Sistema de distribuição de 54 barras

Os dados do sistema de distribuição energia elétrica de 54 barras estão disponíveis em Miranda et al. (1994), e no Apêndice B deste trabalho. Na Figura 9 é mostrada a topologia do

problema de planejamento de sistema de distribuição encontrada no Capítulo 2 deste trabalho e considerada para fins de alocação de chaves.

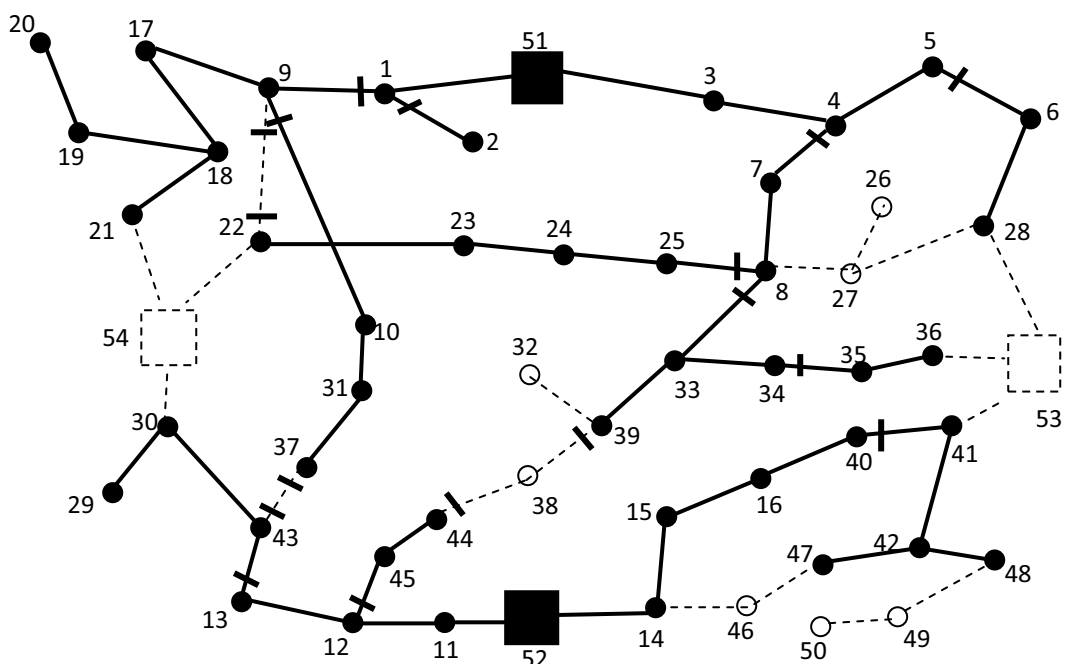
Figura 9 - Sistema de distribuição de 54 barras com as propostas dos possíveis circuitos de interconexões.





Fonte: Próprio Autor

O modelo obteve a seguinte alocação de chaves nos circuitos existentes: 1-9, 1-2, 9-10, 4-7, 5-6, 9-17, 25-8, 8-33, 34-35, 40-41, 31-10, 13-43 e 12-45, e alocação de chaves nos circuitos de interconexão: 43-37, 9-22, 44-38 e 38-39. Esta alocação de chaves está ilustrada na Figura 10.

Figura 10 - Alocação de chaves em circuitos existentes e de interconexões para o sistema de distribuição de energia elétrica de 54 barras



Legenda:

-  SE - Futura
-  SE - Existente
- Barras de carga ou de passagem que foram utilizadas
- Barras de passagem que não foram utilizadas pelo modelo de planejamento.
- Circuitos existentes
- |— Circuitos existentes com chaves alocadas
- | -| - Circuitos de interconexões com chaves alocadas

Fonte: Próprio Autor.

De acordo com os resultados obtidos a energia não suprida (custo de racionamento esperado) durante um período de 5 (cinco) anos é de US\$ 22,890.10. O custo total de investimento (chaves alocadas) é de US\$ 14,248.00, os custos dos circuitos de interconexão é de US\$ 4,525.00 e o custo total de operação das chaves é de US\$ 3,307.2, totalizando um custo de US\$ 50,243.10.

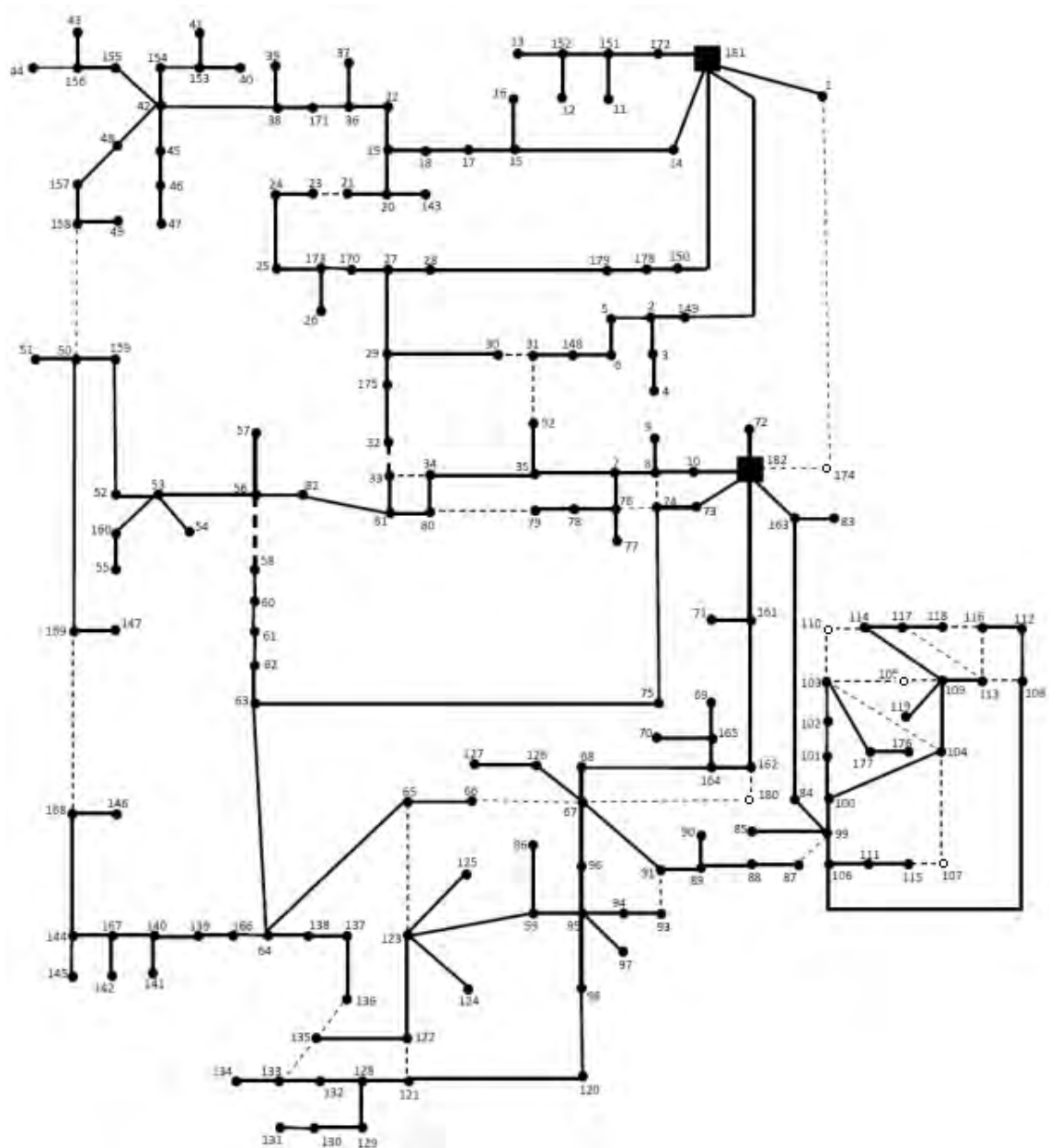
O modelo encontrou a solução com um tempo computacional de 361.45 sec. Também, o modelo alocou duas chaves em cada circuito de interconexão para energizar três diferentes alimentadores caso exista uma falta permanente em algum deles, note que os circuitos 44-38 e 38-39 funcionam como um único circuito de interconexão, a saber, o circuito 44-39, e desta forma alocam-se 2 chaves neste circuito.

O modelo fornece também a forma de operar as chaves e os disjuntores em cada cenário, por exemplo, considere que no sistema ocorra uma falta permanente próxima da barra 8. O modelo informa que devem ser abertas as chaves que estão alocadas nos circuitos 4-7, 25-8 e 33-8 e devem ser ligadas as chaves que estão nos circuitos de interconexão 9-22 e 44-39. Considere agora uma falta próxima à barra 9, o modelo indica que são abertas as chaves dos circuitos 1-9 e 9-10 e são ligadas as chaves dos circuito de interconexão 43-37. Desta forma tem-se que as barras 9, 17, 18, 19, 20 e 21 ficam isoladas e sem o fornecimento de energia elétrica.

3.4.2 Sistema de distribuição de 182 barras

Alguns dados deste sistema de distribuição energia elétrica de 182 barras foram obtidos em Bernal-Agustín (1998) e outros dados utilizados estão disponíveis no apêndice B deste trabalho. Na Figura 11 é mostrada a topologia ótima inicial deste do sistema, que alimenta 180 barras, das quais 26 são barras de passagem, além disso também são mostrados os possíveis circuitos de interconexões que o modelo proposto poderá escolher para ligar os alimentadores adjacentes.

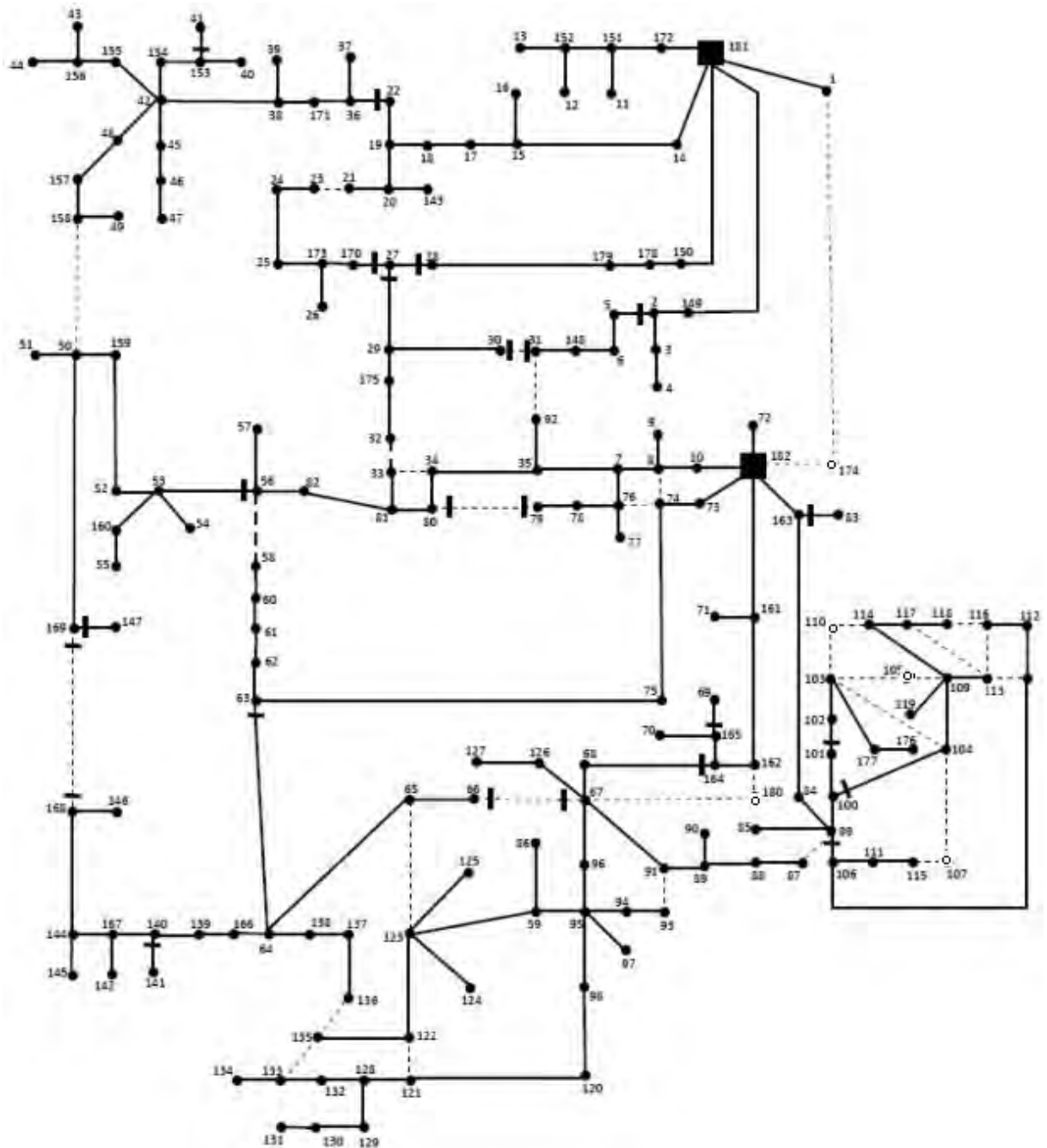
Figura 11 - Sistema de distribuição de 182 barras com os circuitos de interconexão possíveis.



Fonte: Bernal-Agustín. (1998).

A solução de alocação de chaves é apresentada na Figura 12.

Figura 12 - Alocação de chaves em circuitos existentes e de interconexão para o sistema de distribuição de energia elétrica de 182 barras



Fonte: próprio autor.

O modelo de Alocação e Operação de Chaves encontrou a solução ótima com um custo total de US\$ 97,070.90 com um tempo de processamento igual a 13361.53 sec. O custo da energia não suprida (custo de racionamento) é de US\$ 18,930.9, o custo de investimento (chaves alocadas) é de US\$ 41,100.00, o custo de operação é de US\$ 11,460.00 e o custo de construção dos circuitos de interconexões é de US\$ 25,880.00. O modelo forneceu a seguinte alocação de chaves nos circuitos existentes: 22-36, 27-28, 27-170, 27-29, 153-41, 56-53, 169-147, 63-64, 164-68, 163-83, 2-5, 99-106, 100-104, 101-102, 140-141, 165-69. Alocação de chaves nos circuitos de interconexões: 168-169, 80-79, 30-31 e 66-67. Na Figura 12 é mostrada a alocação das chaves no sistema. Foram também alocadas 8 chaves em circuitos de interconexões para energizar diferentes alimentadores caso exista uma falta permanente em alguns deles.

Para fins de análise dos resultados obtidos, considere algumas situações de faltas permanentes ocorridas no sistema. Por exemplo, suponha que a falta permanente ocorra próxima a barra 27. Então o modelo informa que devem ser abertas as chaves alocadas para os circuitos 27-29 e 28-27 e são ligadas (fechadas) as chaves do circuito 31-30.

É importante observar que quando o ramal de interconexão é construído entre dois outros ramais, então, deve-se alocar duas chaves nas extremidades deste circuito para que este fique desenergizado. Se o circuito de interconexão é construído entre uma subestação e outro circuito, então se deve alocar uma chave que controla a passagem de energia deste circuito para o circuito de interconexão, pois na construção da subestação já é prevista a alocação de um disjuntor que controla a saída de energia da subestação para alimentar a rede que sai desta subestação.

3.5 CONCLUSÕES

Um modelo matemático de programação linear inteiro misto para o problema de alocação e operação de chaves em sistemas de distribuição de energia elétrica é proposto. Este modelo tem como objetivo minimizar os custos de investimentos, de operação das chaves e de desligamento de cargas de consumidores do sistema frente a uma falta permanente. As variáveis de investimento definem a posição das chaves nos circuitos existentes e também nos circuitos de interconexões entre alimentadores. As variáveis de operação definem o estado de operação das chaves (plano de restauração), assim como também o corte de cargas esperado no sistema, para cada condição de falta permanente.

O uso de um modelo de programação linear binário mista garante a convergência para a solução ótima, permitindo o uso de ferramentas de otimização clássicas existentes para sua solução. O modelo foi implementado na linguagem de modelagem algébrica AMPL e resolvido através do software comercial CPLEX.

Dois sistemas testes, de 54 e 182 barras foram usados e os resultados obtidos permitem validar o modelo proposto ao atender as necessidades físicas do planejamento de SDs reais.

O modelo oferece ainda a forma como as chaves devem operar. O fato de o modelo optar por deixar de alimentar uma ou mais barras, ocorre devido aos custos que foram utilizados e da base de dados que foi tomada para fins de cálculo.

REFERÊNCIAS

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica- ANEEL. Resolução No. 24, de 27 de janeiro de 2000.

ALMEIDA, M. S. *Alocação ótima de subestações e alimentadores em sistema de distribuição de energia elétrica usando um algoritmos de branch-and-bound*. 2002. 101 f. (Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica)- Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha solteira, 2002.

BERNAL-AGUSTÍN, L. *Aplicación de algoritmos genéticos al diseño óptimo de sistemas de distribución de energía eléctrica*. 1998. 257 f . Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Departamento de de Ingeniería Elétrica, Universidad de Zaragoza, España, 1998.

BILLINTON, R.; JONNAVITHULA, S. *Optimal Switching Device Placement in Radial Distribution Systems*. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 11, n. 3, 1996, p. 1646-1651.

CELLI, G.; PILO, F. *Optimal sectionalizing switches allocation in distribution networks*. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 14, n. 3, 1999, p. 1167-1172.

FOURER, R.; GAY, D. M.; KERMIGHAN, B. W. *AMPL: a modeling language for mathematical programming*. 2nd ed. Pacific Grove: CA: Brooks/Cole-Thomson Learning, 2003.

LAVORATO, M.; FRANCO, J.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. Imposing radiality constraints in distribution system optimization problems. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 27, n. 1, p. 172–180, Feb. 2012.

LEVITIN, G.; MAZAL-TOV, S.; ELMAKIS, D. Optimal sectionalizer allocation in electric distribution systems by genetic algorithm. *Electric Power Systems Research*, Lausanne, v. 31, n. 3, p. 97-102, 1994.

MIRANDA, V.; RANITO, J. V.; PROENÇA, L. M. Genetic algorithm in optimal multistage distribution network planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 9, n. 4, p. 1927-1933, Nov. 1994.

SILVA, L. G. W.; PEREIRA, R. A. F.; MANTOVANI, J. R. S. Allocation of protective devices in distribution circuits using nonlinear programming models and genetic algorithms. *Electric Power Systems Research*, New York, v. 69, n. 1, p.77–84, 2004.

SOUDI, F.; TOMSOVIC, K. Optimized distribution protection using binary programming, *IEEE Transactions on Power Delivery*. New York, v. 13, n. 1, 1998. pp: 218 - 224.

SOUDI, F.; TOMSOVIC, K. Optimal trade-offs in distribution protection design, *IEEE Transactions on Power Delivery*. New York, v. 16, p. 292 – 296, 2001.

SOUDI, F.; TOMSOVIC, K. Optimal distribution protection design: quality of solution and computational analysis. *International Journal on Electric Power and Energy Systems*, New York, v. 21, n. 2, 1999. P. 327 - 335.

SOUSA, J.; RIDER, M. J.; MANTOVANI, J. R. S. Planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica através de modelo de otimização clássica. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL- SBPO, 43., 2011, Ubatuba. *Simpósio brasileiro de pesquisa operacional*. Ubatuba: [s.n.], 2011. p. 815-826

TENG, J. H.; LIU, Y. H. A novel ACS-based optimum switch relocation method. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 18, n. 1, p. 113-120, Feb. 2003.

4 TESTES E RESULTADOS COMPLEMENTARES

Nos Capítulos 2 e 3 apresentaram-se os modelos matemáticos para o problema de PSDEE e de Alocação e Operação de Chaves e para validar estes modelos foram apresentados alguns resultados preliminares obtidos com sistemas testes da literatura. Estes modelos de planejamento são robustos e representam de forma realista o problema de PSDEE, fornecendo ao planejador os custos de planejamento da expansão e operação da rede e os custos da confiabilidade, como os custos de alocação de chaves e da energia não distribuída, considerando o planejamento estático. Os modelos apresentados também têm a finalidade de encontrar a solução ótima dentre algumas soluções obtidas.

Para obter um conjunto de resultados para o sistema de distribuição, neste Capítulo considera-se o modelo de planejamento pseudodinâmico e são apresentadas diversas soluções. Para tanto serão primeiramente verificadas algumas soluções obtidas com o modelo matemático de PSDEE para cada estágio, sendo considerados 3 (três) estágios de planejamento. Em seguida obtêm-se as soluções de alocação de chaves para uma solução selecionada do modelo de PSDEE. O conjunto de soluções obtidas é apresentado na forma gráfica e também em Tabelas.

Os problemas de PSDEE e de Alocação e Operação de Chaves formulados nos Capítulos 2 e 3, são de natureza multiobjetivo, ou seja, em cada um destes problemas é possível identificar dois objetivos conflitantes.

No modelo de PSDEE os objetivos conflitantes são os custos de investimentos e as perdas do sistema. Embora as perdas técnicas sejam uma característica intrínseca do sistema, quanto maiores os investimentos na construção e/ou recondutoramento de circuitos, menores são as perdas nestes circuitos. Nas equações (72) e (73) estão modelados matematicamente estes objetivos:

$$\text{Perdas} = K_c \sum_{ij \in \Omega^E} \sum_{c \in C} R_{ij,c}^R \hat{S}_{ij,c}^E + K_c \sum_{ij \in \Omega^N} \sum_{c \in C} R_{ij,c}^N \hat{S}_{ij,c}^N \quad (72)$$

$$\begin{aligned} \text{custo de investimento} &= \sum_{ij \in \Omega^N} \sum_{c \in C} \delta_{ij,c}^L C_{ij,c}^L + \sum_{ij \in \Omega^E} \sum_{c \in C} \delta_{ij,c}^R C_{t_{ij,c}}^R + \sum_{i \in B^S} \delta_i^S C_i^S + \sum_{i \in B^S} S_i^S C_i^O \\ &+ K \sum_{i \in B} R_i \end{aligned} \quad (73)$$

No modelo de Alocação e Operação de chaves, os objetivos conflitantes são os custos de investimentos em chaves de manobras e ramais de interconexões e a energia não distribuída. Nas equações (74) e (75) estão modelados matematicamente estes objetivos:

$$\text{custo da energia não distribuída} = \sum_{i \in \Omega_B} \sum_{s \in \Omega_s} \lambda_s C_{i,s} R_{i,s} \quad (74)$$

$$\begin{aligned} \text{custo de investimento} &= \sum_{ij \in \Omega_E} C_{ch} \omega_{ij}^E + \sum_{ij \in \Omega_N} (2C_{ch} + C_N) \omega_{ij}^N + \sum_{i \in \Omega_E} \sum_{s \in \Omega_s} \lambda_s C_{och} (1 - x_{ij,s}^E) \\ &+ \sum_{i \in \Omega_N} \sum_{s \in \Omega_s} 2\lambda_s C_{och} x_{ij,s}^N \end{aligned} \quad (75)$$

Uma análise considerando as soluções não dominadas é apresentada graficamente para os dois modelos apresentados neste trabalho. Estas soluções são analisadas e o objetivo é verificar se os resultados encontrados podem fornecer uma fronteira de Pareto. A seguir apresentam-se alguns conceitos básicos sobre otimização multiobjetivo e a fronteira de Pareto Ótima.

4.1 DOMINÂNCIA E SOLUÇÕES DE PARETO ÓTIMAS

A maioria dos algoritmos de otimização multiobjetivo usa os conceitos de dominância. Nestes algoritmos, duas soluções são comparadas para verificar se uma domina ou não a outra. Segundo Deb (2004), uma solução x_1 domina outra solução x_2 se as condições abaixo são satisfeitas:

- 1) A solução x_1 não é pior que x_2 em todos os objetivos, ou seja, $f_m(x_1) \leq f_m(x_2)$ para todo $m = 1, \dots, M$; onde M é o número de objetivos.
- 2) A solução x_1 é estritamente melhor que x_2 em pelo menos um objetivo, ou seja, $f_m(x_1) < f_m(x_2)$ para algum $m \in \{1, \dots, M\}$.

Solução Pareto ótima: é uma solução não dominada por nenhuma outra solução factível.

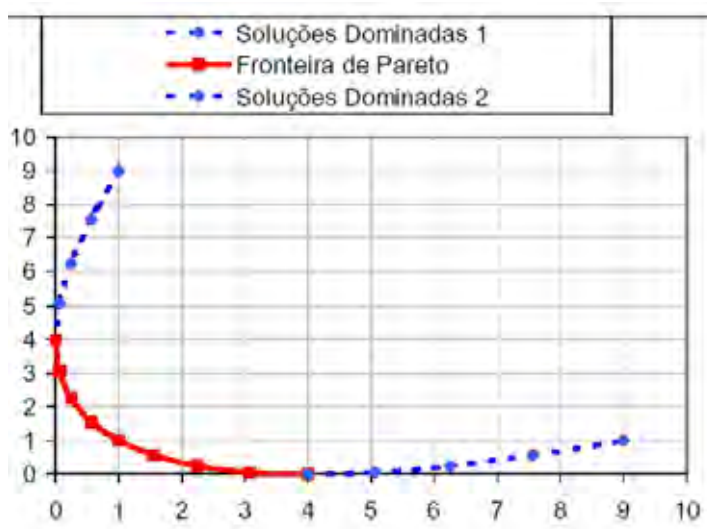
Conjunto Pareto-ótimo: é formado pelo conjunto de todas as soluções não dominadas, dentre as soluções factíveis.

Fronteira de Pareto: é formada pelos pontos no espaço das funções-objetivo que corresponde ao conjunto Pareto-ótimo.

Amostrar otimamente implica em obter e manter soluções não-dominadas que se distribuam uniformemente por toda a fronteira de Pareto. Durante o processo de busca, o fato de uma solução ser não-dominada frente às propostas de solução já investigadas não implica que a mesma pertença à fronteira de Pareto. Sendo assim, o processo de busca terá sempre dois objetivos principais: 1) convergir para a fronteira de Pareto; 2) manter uma distribuição tão uniforme quanto possível das soluções não-dominadas.

O segundo objetivo acima é a principal razão pela qual heurísticas populacionais são reconhecidas como as mais adequadas para a busca de solução de problemas de otimização multi-objetivo de elevada dimensão.

Figura 13 - Fronteira de Pareto.



Fonte: Castro (2001).

Neste trabalho fez-se a opção de apresentar os resultados graficamente das soluções não dominadas dos modelos matemáticos de PSDEE e de Alocação e Operação de Chaves, utilizando o planejamento pseudodinâmico tendo em vista o grande número de variáveis envolvidas e a eficiência do AMPL.

4.2 RESULTADOS OBTIDOS

Nesta seção apresentam-se os resultados para o planejamento pseudodinâmico através dos modelos de PSDEE e Alocação e Operação de chaves para o sistema de 54 barras. As condições de testes e a configuração inicial do sistema são as mesmas consideradas nos Capítulos 2 e 3. Em todos os testes considerou-se que as funções objetivos dos dois modelos de planejamento são compostas por termos conflitantes:

- PSDEE: *custos de investimentos vs. Perdas*;
- Alocação de Chaves: *Custos de investimentos Vs. Energia Não Fornecida*.

4.2.1 Resultados obtidos no primeiro estágio

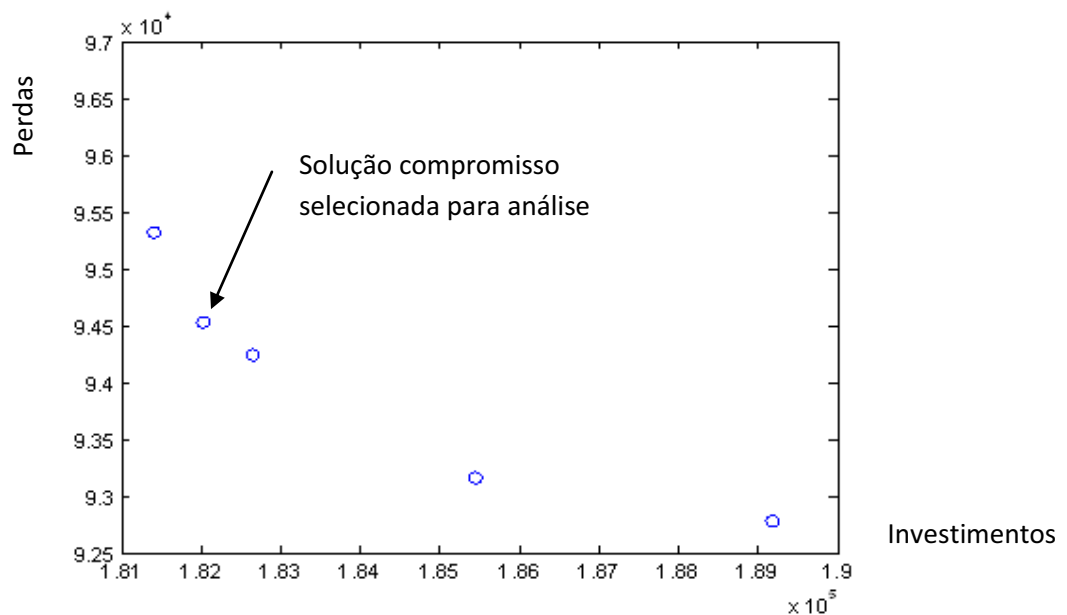
Nesta subseção apresentam-se os resultados obtidos para o primeiro período do horizonte de planejamento através do modelo de PSDEE. Este conjunto de resultados apresentados na Tabela 3, foram obtidas através do solver CPLEX (option cplex_options "populatelim=19 poolgap=0.05 mipgap=0.02 populate=2 poolintensity=4 poolreplace=2 poolstub=soluciones time=120000 threads=8 nodefile=3 workfilelim=800 workfiledir=C:\ampl mipdisplay=4 mipinterval=1000"), e em seguida são representados no espaço das funções objetivos *custos de investimentos vs. Perdas*, Figura 15, para obter a fronteira de Pareto no primeiro estágio.

Tabela 6 - Custos totais de investimentos obtidos pelo modelo de PSDEE para o primeiro estágio do sistema de 54 barras.

Solução	Custos Construção de circuitos novos (US\$)	Repontenciação de subestação (US\$)	Perdas nos circuitos (US\$)	Total de Investimento (US\$)
1	82,020.00	100,000.00	94,535.9	182,020.00
2	82,490.00	100,000.00	95,352.7	182,490.02
3	82,650.00	100,000.00	94,245.7	182,650.00
4	81,400.00	100,000.00	95,324.2	181,399.96
5	89,190.00	100,000.00	92,787.1	189,189.97
6	85,920.00	100,000.00	95,583.4	185,919.99
7	86,695.00	100,000.00	94,008.4	186,695.01
8	84,520.00	100,000.00	94,393.8	184,520.09
9	84,830.00	100,000.00	95,554.4	184,830.02
10	85,450.00	100,000.00	94,766.1	185,449.99
11	85,300.00	100,000.00	94,376.6	185,300.04
12	87,480.00	100,000.00	93,916.0	187,480.01

13	87,010.00	100,000.00	93,556.4	187,010.03
14	82,175.00	100,000.00	96,732.3	182,175.01
15	82,805.00	100,000.00	95,471.7	182,805.03
16	84,670.00	100,000.00	94,892.1	184,670.00
17	84,830.00	100,000.00	93,948.0	184,829.95
18	85,450.00	100,000.00	93,159.3	185,450.02
19	84,210.00	100,000.00	94,348.0	184,210.07
20	84,830.00	100,000.00	94,806.5	184,830.08
21	86,235.00	100,000.00	94,150.6	186,235.00
22	83,580.00	100,000.00	94,863.6	183,579.93
23	87,325.00	100,000.00	94,565.8	187,325.06
24	87,325.00	100,000.00	94,565.8	185,150.03
25	85,150.00	100,000.00	94,377.2	186,389.97
26	87,010.00	100,000.00	94,840.1	187,009.94
27	87,950.00	100,000.00	94,059.3	187,950.02
28	86,710.00	100,000.00	94,479.6	186,710.00

Figura 14 - Soluções não dominadas para o PSDEE para o primeiro estágio do sistema de 54 barras.



Fonte: Próprio autor.

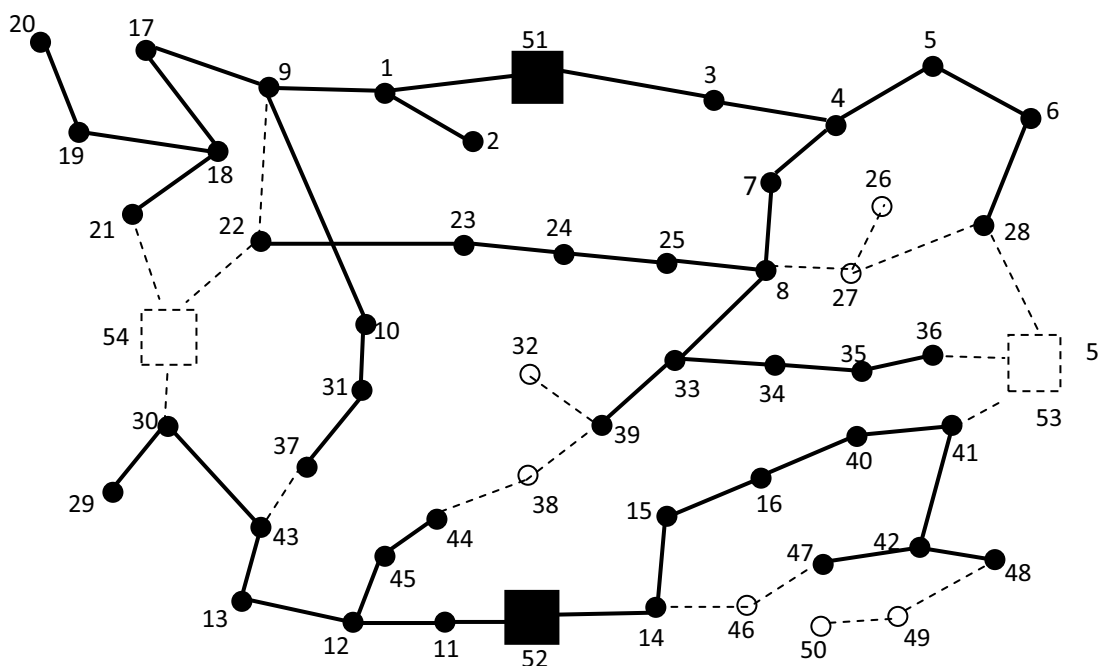
As soluções apresentadas na Figura 16 formam o conjunto de soluções não-dominadas. Para fins de planejamento, quando não se conhece a importância de cada um dos objetivos, todas as soluções da fronteira de Pareto são igualmente importantes. Desta forma foi selecionada para análise a solução assinalada com a seta na Figura 14. Para esta solução os termos da função objetivo fornecidos pelo modelo de PSDEE são:

- Construção de circuitos novos: US\$ 82,020.00
- Repotenciação de subestação: US\$ 100,000.00

- Perdas nos circuitos existentes: US\$ 70877.10
- Perdas nos circuitos novos: US\$ 23658.80
- Total de Investimento: US\$ 182,019.9285

Na Figura 15 apresenta-se a topologia selecionada para análise obtida pelo modelo de PSDEE.

Figura 15- Configuração proposta pelo modelo matemático de PSDEE do sistema de 54 barras no primeiro estágio de planejamento.



Fonte: Próprio autor

Do modelo de PSDEE, obtém-se, que foram construídos os circuitos: 19-20, 18-19, 17-18, 9-17, 18-21, 22-23, 23-24, 24-25, 25-8, 6-28, 30-29, 30-43, 37-31, 31-10, 13-43, 12-45, 45-44, 39-33, 33-08, 33-34, 34-35, 35-36, 41-40, 40-16, 41-42, 42-48, 42-47, utilizando-se condutores do tipo 1. Não houve a necessidade de recondutoramento dos circuitos existentes.

Neste estágio não houve a necessidade de construir nenhuma subestação e existem 2 (dois) sub-sistemas radiais cada um deles alimentado por uma das subestações. As barras de passagem 35, 42 e 43 foram utilizadas, e as barras não utilizadas são as 26, 27, 32, 38, 46, 49 e 50.

Para o modelo de Alocação e Operação de chaves, a solução é encontrada na topologia fornecida pela solução do PDSEE e selecionada da fronteira de Pareto é escolhida

para ser simulada através do modelo de alocação e operação de chaves de manobras sendo encontradas várias soluções, das quais é obtido um conjunto de soluções não dominadas.

Na topologia inicial da solução de planejamento, o modelo deve ser informado de que existem disjuntores alocados nas saídas dos alimentadores de cada subestação e que funcionam juntamente com as chaves alocadas.

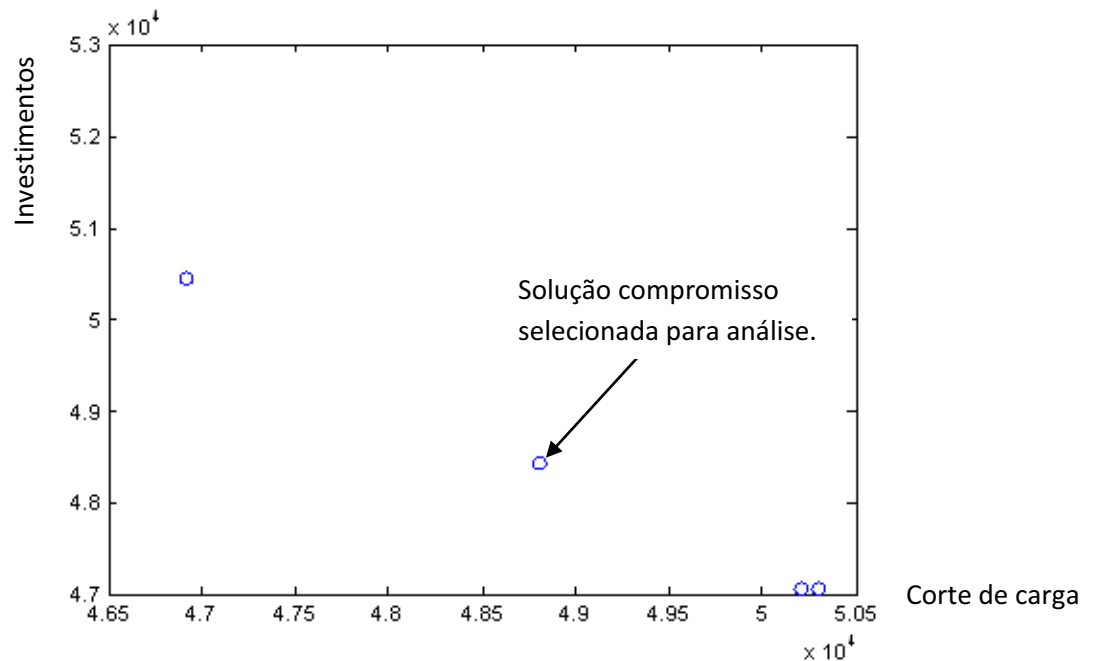
Na Tabela 7 encontram-se as soluções obtidas para este caso de estudo.

Tabela 7 - Custo de investimento do modelo de Alocação e Operação de Chaves no primeiro estágio para o sistema de 54 barras.

Custos	Custos de Energia não suprida (5anos) (US\$)	Chaves alocadas (US\$)	Circuitos de interconexão (US\$)	Operação de chaves (US\$)	Custo total de investimento (US\$)
Solução					
1	48,805.10	34,250.00	4,748.00	9,432.00	48,430.00
2	47,937.60	36,990.00	4,700.00	10,344.00	52,034.00
3	50,205.40	34,250.00	4,772.00	8,976.00	47,998.00
4	47,384.40	35,620.00	5,083.00	10,116.00	50,448.00
5	47,010.90	35,620.00	4,700.00	10,344.00	50,664.00
6	47,010.90	35,620.00	4,712.00	10,116.00	50,448.00
7	46,917.70	35,620.00	4,712.00	10,116.00	50,448.00
8	50,299.30	32,880.00	4,748.00	9,432.00	47,060.00
9	50,206.00	32,880.00	4,748.00	9,432.00	47,060.00

O conjunto de soluções não dominadas da Tabela 7 foram representadas no gráfico *custos de investimentos vs. Corte de carga* obtendo-se a Figura 16.

Figura 16 - Soluções não dominadas fornecidas pelo modelo de Alocação e Operação de Chaves no primeiro estágio de planejamento do sistema de 54 barras.



Fonte: Próprio autor

Para a solução assinalada na Figura 16, o modelo forneceu os seguintes custos de investimentos:

- Energia não suprida (acionamento de energia esperado): US\$ 48,805.10
- Custos de chaves alocadas: US\$ 34,250.00.
- Custos dos circuitos de interconexão: US\$ 4748.00
- Custo total de operação de chaves: US\$ 9,435.00.
- Custo total de investimento: US\$ 97,235.10.

Na tabela 8 encontram-se os circuitos existentes em que foram alocadas chaves de manobras e as propostas de construção de circuitos de interconexões, onde são alocadas duas chaves.

Tabela 8 - Alocação de chaves no primeiro estágio para o sistema de 54 barras

Circuitos existentes	Circuitos de interconexões
4-7, 7-8, 5-6, 1-9, 1-2, 9-10, 15-16, 12-13, 18-19, 9-17, 25-8, 31-10, 13-43, 12-45, 39-33, 33-8, 34-35, 41-40.	9-22, 43-3, 44-39

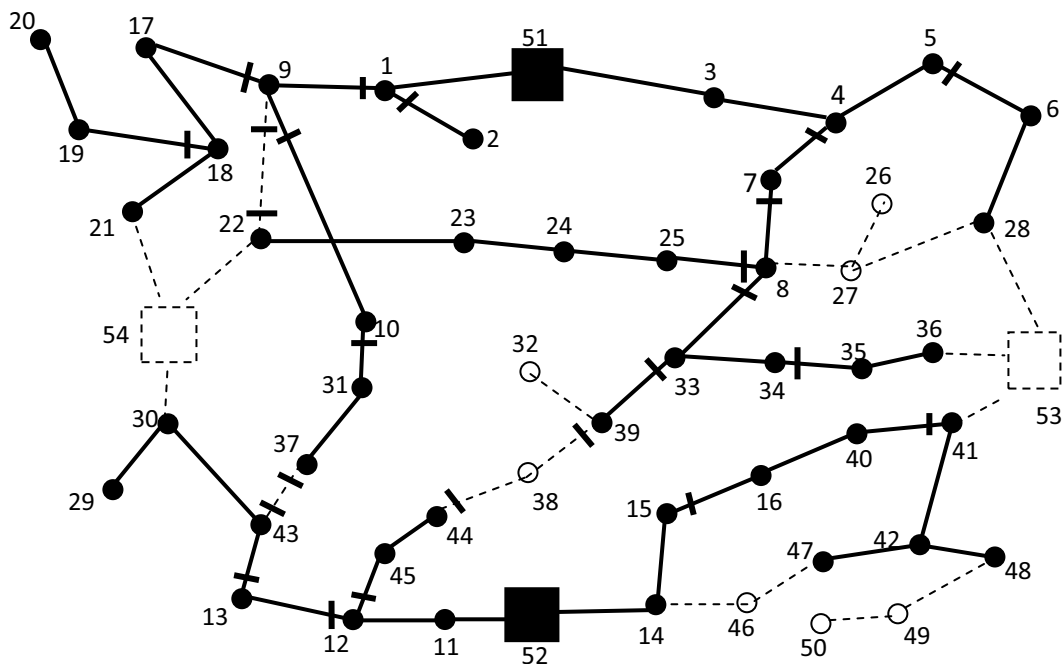
Fonte: Próprio autor

O modelo de Alocação e Operação de Chaves encontrou um conjunto de soluções com um tempo computacional de 21,28 sec e gap de 9,17% para esta primeira solução. Na solução sob análise o modelo alocou 3 (três) circuitos de interconexões (9-22, 44-39 e 43-37) e 6 chaves nestes circuitos para energizar os diferentes alimentadores caso exista uma falta permanente em alguns deles. O circuito 44-39 deve funcionar como um único ramal de interconexão substituindo os circuitos 44-38 e 38-39 (ver Figura 19). Esta condição é adotada para os casos em que ocorrem situações como esta, ou seja, tem-se dois ramais de interconexões ligados por uma barra de passagem que devem ser substituídos apenas por um ramal sem considerar a barra de passagem e esta informação é fornecida ao modelo.

O modelo fornece também a forma de operar as chaves e os disjuntores em cada cenário, em caso de contingências, informando qual das chaves ou disjuntores deve abrir ou fechar de forma que possa energizar o maior número de barras de cargas possível, respeitando as restrições do problema.

A configuração com a alocação de chaves obtida para a solução sob análise da Figura 16 é apresentada na Figura 17.

Figura 17 - Configuração com a alocação de chaves no sistema de 54 barras no primeiro estágio.



Fonte: Próprio autor

4.2.2 Resultados obtidos no segundo estágio

Assim como no primeiro estágio, também são apresentadas soluções do modelo de PSDEE e também são apresentados os resultados obtidos pelo modelo matemático de Alocação e Operação de Chaves, sendo que para uma solução selecionada para análise fornecida do modelo de PSDEE (que tem menor custo de Investimentos), obtida neste estágio de planejamento, são alocadas as chaves e apresentado um conjunto de soluções não dominadas, das quais uma destas é selecionada para análise.

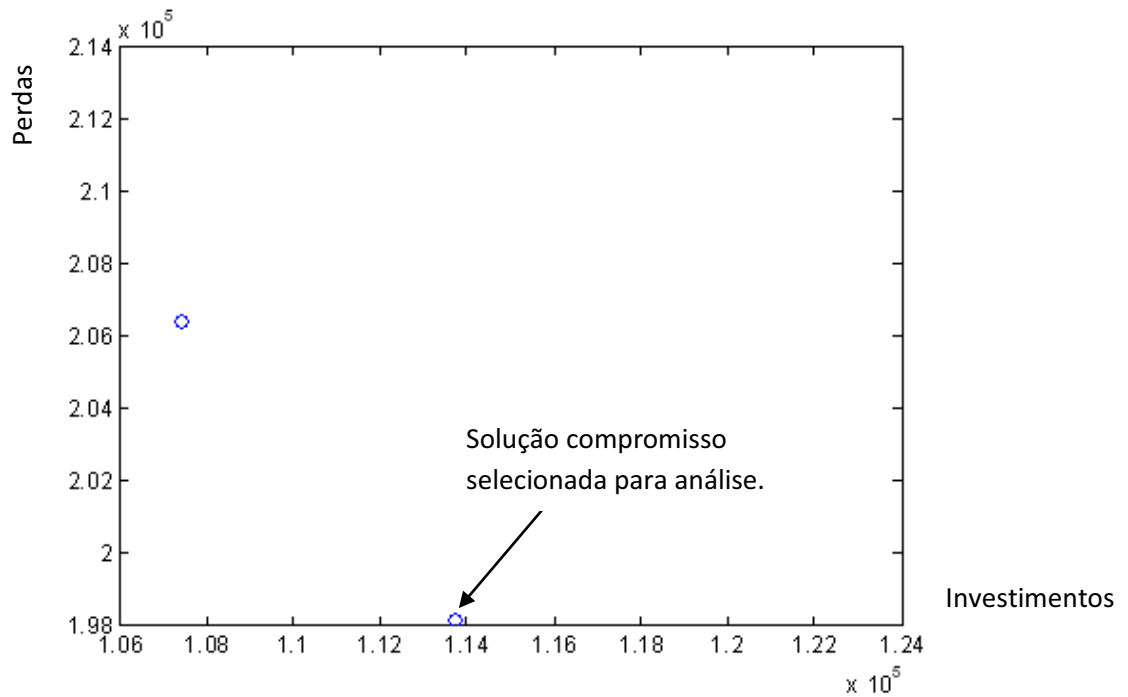
Na Tabela 9 apresentam-se os resultados obtidos para o segundo estágio onde estão o total de investimentos do modelo de PSDEE.

Tabela 9 - Custos do total de investimento do modelo de PSDEE para o segundo estágio de planejamento do sistema de 54 barras.

Custos	Construção de circuitos novos (US\$)	Repontenciação de subestação (US\$)	Recondutoramento de circuitos existentes (US\$)	Perdas nos circuitos (US\$)	Total de Investimento (US\$)
Solução					
1	13,730.00	100,000.00	0.00	198,135.50	113,730.00
2	13,730.00	100,000.00	0.00	198,955.90	113,730.00
3	13,730.00	100,000.00	265.50	201,876.90	113,995.50
4	13,730.00	100,000.00	671.00	202,657.50	114,401.00
5	13,730.00	100,000.00	952.00	203,872.50	114,682.00
6	13,730.00	100,000.00	573.50	201,965.90	114,303.50
7	13,730.00	100,000.00	234.00	199,724.90	113,964.00
8	13,730.00	100,000.00	125.00	200,039.50	113,855.00
9	13,730.00	100,000.00	125.00	200,704.00	113,855.00
10	13,730.00	100,000.00	375.00	205,167.74	114,105.00
11	13,730.00	100,000.00	593.00	203,244.30	114,323.00
12	13,730.00	100,000.00	390.00	201,178.30	114,120.00
13	13,730.00	100,000.00	109.00	199,545.30	113,839.00
14	21,995.00	100,000.00	468.00	198,705.50	122,463.00
15	7,180.00	100,000.00	249.50	206,376.59	107,429.50
16	13,730.00	100,000.00	546.50	199,469.50	114,276.50
17	13,730.00	100,000.00	561.00	202,950.30	114,291.00
18	13,730.00	100,000.00	109.00	207,322.10	113,839.00
19	7,180.00	100,000.00	811.00	213,131.59	107,991.00
20	8,430.00	100,000.00	874.00	210,885.85	109,304.00

Fonte: Próprio autor.

Figura 18 - Resultados que satisfazem a solução ótima do modelo de PSDEE para o segundo estágio do modelo de 54 barras.



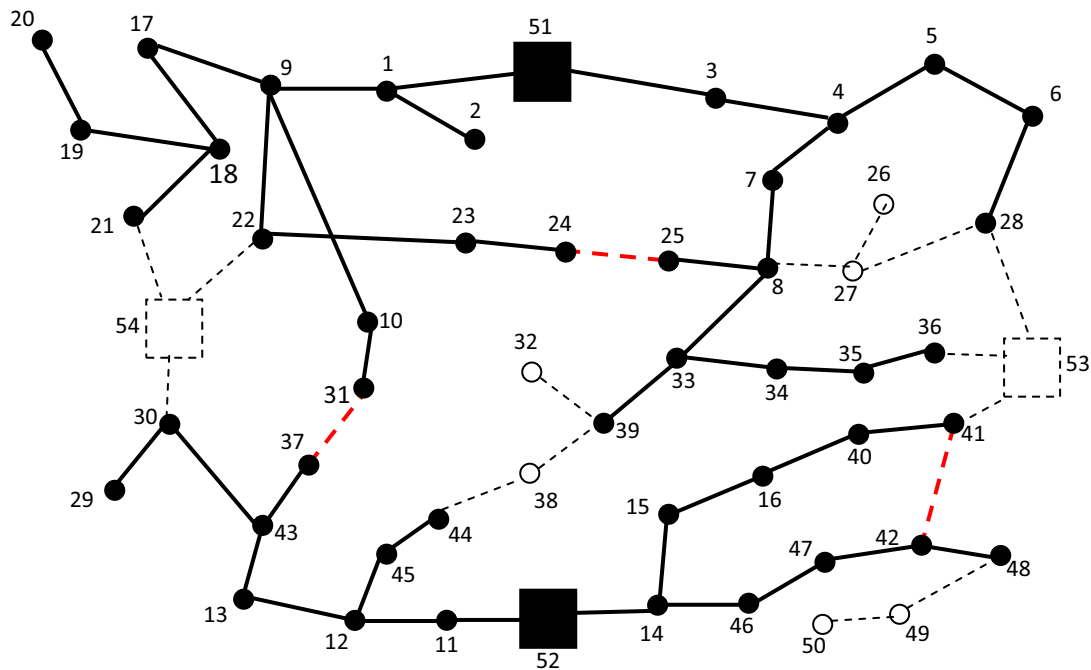
Fonte: Próprio autor.

Para este estágio de planejamento o modelo pseudodinâmico forneceu para a solução assinalada com seta na Figura 18 os seguintes resultados para os termos da função objetivo:

- Custos de construção de circuitos novos: US\$ 13,730.00.
- Custos de repotenciação de subestação: US\$ 100,000.00.
- Perdas nos circuitos existentes: US\$ 185,888.00
- Perdas nos circuitos novos : US\$ 12,247.50
- Total de custo: US\$ 311,865.50

Na Figura 19 a seguir é mostrada a topologia resultante da solução compromisso selecionada para análise do problema de planejamento para o segundo estágio.

Figura 19 - Configuração proposta pelo modelo matemático de PSDEE do sistema de 54 barras no segundo estágio.



Fonte: Próprio autor

A solução da Figura 19 mostra que devem ser construídos os circuitos: 9-22, 43-37, 47-46 e 46-14, e que devem ser desligados os circuitos: 24-25, 37-31 e 41-42. Analisando-se a Figura 19 verifica-se que não houve a necessidade de construir nenhuma subestação e que existem 2(dois) subsistemas radiais, cada um deles alimentado por uma das subestações. As barras de passagens 35, 42, 43 e 46 foram utilizadas, e as barras de passagens não utilizadas são as 26, 27, 32, 38, 49 e 50. As linhas destacadas em vermelho são linhas que estavam ligados no primeiro estágio e que agora estão desligados neste estágio de planejamento.

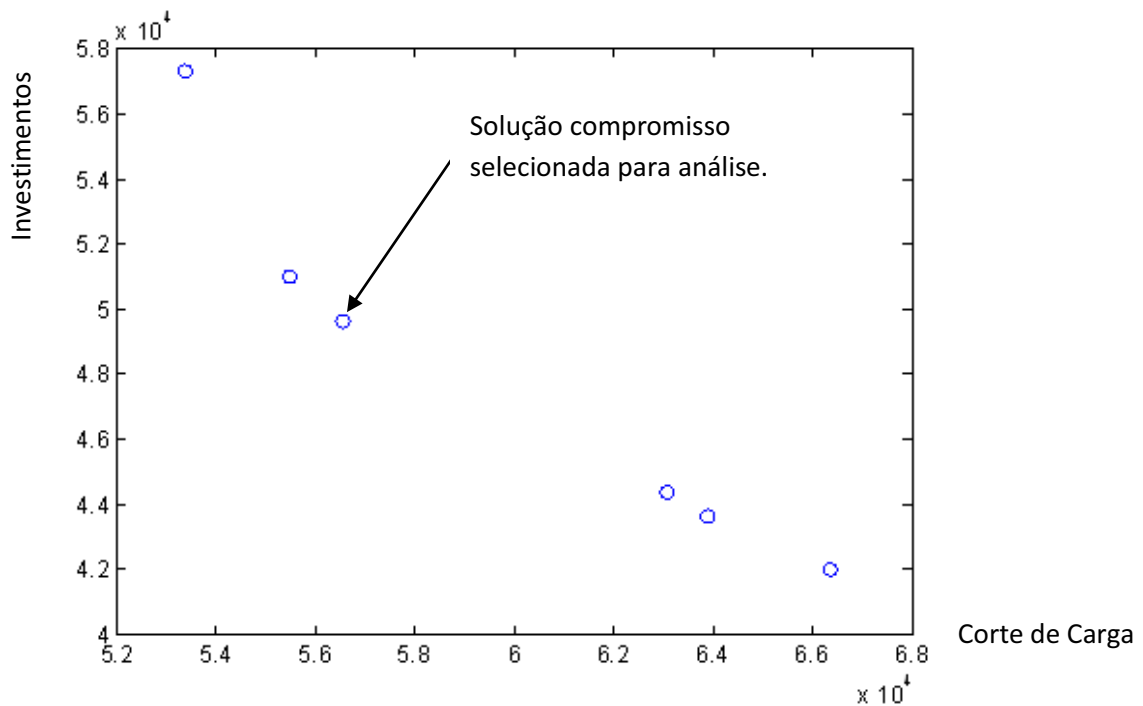
Da mesma forma que para o primeiro estágio, agora a topologia da Figura 19 é selecionada para simular o modelo de alocação de chaves, o qual forneceu os valores dos termos da função objetivo da Tabela 10.

Tabela 10 - Custo de investimento do modelo de Alocação e Operação de Chaves no segundo estágio do sistema de 54 barras.

Custos	Energia não suprida (custo racionamento esperado por 5 anos) (US\$)	Chaves alocadas (US\$)	Circuitos de interconexão (US\$)	Operação de chaves (US\$)	Custo total de investimento (US\$)
Solução					
1	56,554.8	35,620.00	3,900.00	10,080.00	49,600.00
2	63,903.2	31,510.00	2,965.00	9,120.00	43,595.00
3	57,589.1	35,620.00	3,900.00	10,560.00	50,080.00
4	53,397.8	38,360.00	7,175.00	11,760.00	57,295.00
5	56,010.5	36,990.00	3,900.00	10,080.00	50,970.00

6	56,990.3	35,620.00	3,900.00	10,080.00	49,600.00
7	58,133.4	35,620.00	3,900.00	10,320.00	49,840.00
8	57,915.6	36,990.00	3,900.00	10,320.00	51,210.00
9	56,228.3	36,990.00	3,900.00	10,080.00	50,970.00
10	63,086.7	32,880.00	2,810.00	8,640.00	44,330.00
11	55,466.2	36,990.00	3,900.00	10,080.00	50,970.00
12	59,494.2	35,620.00	3,900.00	9,840.00	49,360.00
13	66,352.6	30,140.00	2,965.00	8,880.00	41,985.00

Figura 20 - Soluções não dominadas e fornecidas pelo modelo de Alocação e Operação de Chaves para o segundo estágio do sistema de 54 barras.



Fonte: Próprio autor.

Para a solução assinalada na figura 20, o modelo forneceu os custos de investimentos e de cortes de cargas a seguir:

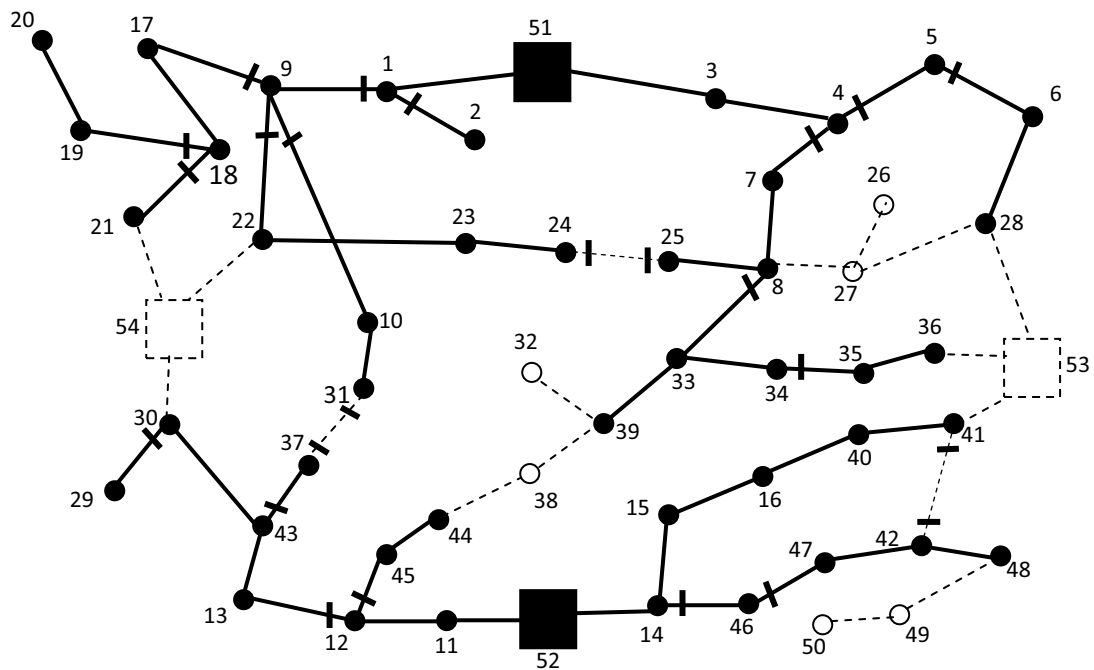
- Energia não suprida (custo de racionamento esperado por um período de 5 anos) : US\$ 56,554.80
- Custos de chaves alocadas: US\$ 35,620.00.
- Custos de construção de circuitos de interconexões: US\$ 5,000.2.
- Custo total de operação de chaves: US\$ 10080.00.
- Custo total de investimento: US\$ 107,255.00

Na Tabela 11 encontram-se os circuitos que foram alocadas chaves de manobras e as propostas de construção de circuitos de interconexões, onde são alocadas duas chaves.

Tabela 11 - Chaves alocadas nos circuitos existentes e de interconexão.

Circuitos existentes	Circuitos de interconexão
4-7; 4-5; 5-6; 1-9; 1-2; 9-10; 12-13; 18-19; 9-17; 18-21; 25-08; 30-29; 12-45; 33-8; 34-35; 9-22; 43-37; 44-46	24-25; 37-31; 41-42

O modelo de Alocação e Operação de Chaves encontrou a solução com um tempo computacional de 27.63 sec e gap de 0.02% para o conjunto de soluções do segundo estágio, utilizando como referência a solução selecionada para análise (Figura 18) no segundo estágio do modelo de PSDEE. Além disso, o modelo propõe a alocação de duas chaves em cada circuito de interconexões para energizar os alimentadores caso exista uma falta permanente em alguns deles. Na Figura 21 encontra-se a topologia proposta pelo modelo com as chaves alocadas nos circuitos.

Figura 21 - Configuração com a alocação de chaves para o sistema de 54 barras no segundo estágio.

Fonte: Próprio autor.

4.2.3 Resultados do terceiro estágio

Assim como nos dois estágios anteriores, são apresentadas algumas soluções utilizando o modelo de PSDEE e o modelo de Alocação e Operação de Chaves.

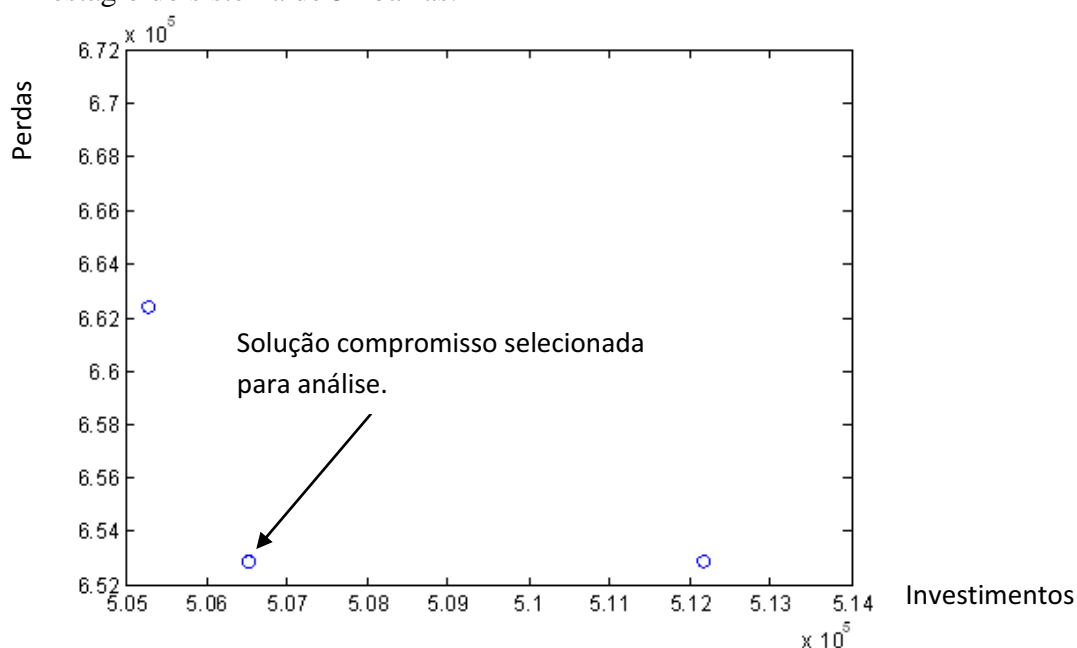
Na Tabela 12 encontram-se os custos do total de investimentos fornecidos pelo modelo de PSDEE para o terceiro estágio do sistema de 54 barras.

Tabela 12 - Custos do total de investimento do modelo de *PSDEE* no terceiro estágio do sistema de 54 barras.

Custos	Construção de circuitos novos (US\$)	Recondutoramento de circuitos existentes (US\$)	Construção de subestação (US\$)	Perdas dos circuitos (kW)	Total de Investimento (US\$)
Solução					
1	26,530.00	0.00	480,000.00	652,851.00	506,530.00
2	32,455.00	562.50	480,000.00	671,349.00	513,017.50
3	29,335.00	187.00	480,000.00	670,213.70	509,522.00
4	29,335.00	0.00	480,000.00	666,000.70	509,335.00
5	29,335.00	140.50	480,000.00	661,211.00	509,475.50
6	26,530.00	0.00	480,000.00	663,010.30	506,530.00
7	25,280.00	0.00	480,000.00	662,362.60	505,280.00
8	32,150.00	203.00	480,000.00	653,596.00	512,353.00
9	32,150.00	0.00	480,000.00	653,467.00	512,150.00
10	32,150.00	0.00	480,000.00	653,017.00	512,150.00
11	26,530.00	0.00	480,000.00	653,301.00	506,530.00

Na Figura 22 encontram-se as soluções não dominadas obtidas pelo modelo no terceiro estágio deste sistema, onde verifica-se que o número de soluções é reduzido em função do planejamento pseudo-dinâmico. Este conjunto de soluções não dominadas também é reduzido em função da técnica utilizada para obtenção das soluções não dominadas que utiliza a flexibilidade do solver CPLEX para obter um conjunto de soluções para o problema analisado.

Figura 22 - Soluções não dominadas fornecidas pelo modelo de *PSDEE* para o terceiro estágio do sistema de 54 barras.



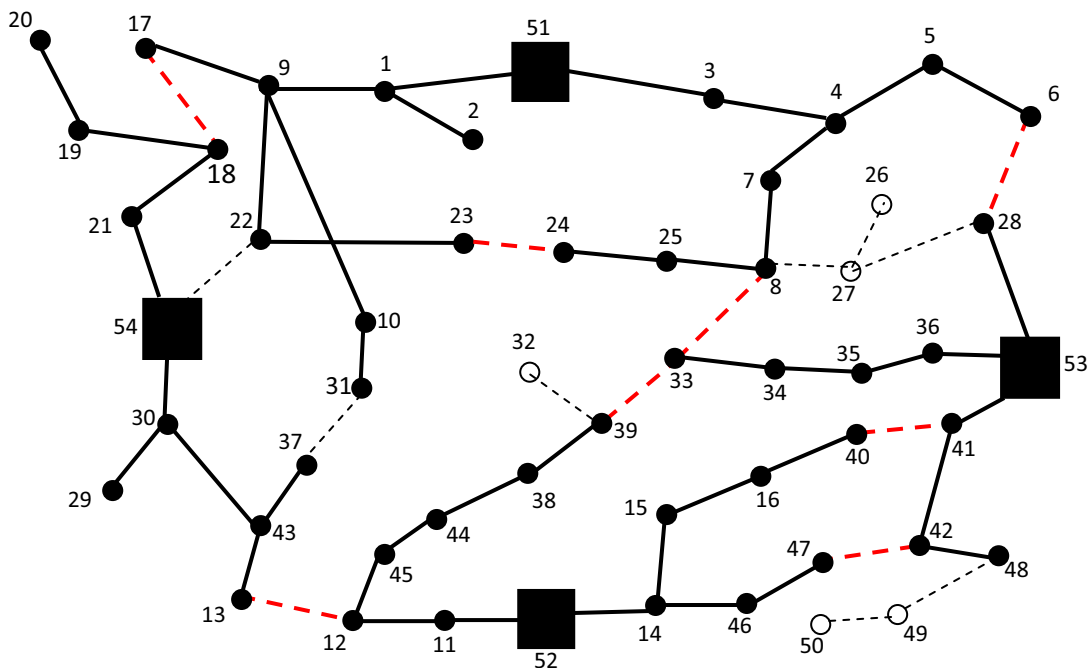
Fonte: Próprio Autor.

A solução assinalada na Figura 22 apresenta os seguintes termos para a função objetivo.

- Custo de construção de circuitos novos: US\$ 26,530.00.
- Custo de construção de subestação: US\$ 480,000.00.
- Custos das perdas nos circuitos existentes: US\$ 551,814.00.
- Custos das perdas nos circuitos novos: US\$ 101,037.00
- Total de Investimento: US\$ 1,159,381.00.

Na Figura 23, é apresentada a configuração da solução selecionada para análise para o terceiro estágio do horizonte de planejamento do sistema de 54 barras. Para a obtenção deste resultado, foi considerado o resultado assinalado na fronteira de Pareto.

Figura 23 - Topologia fornecida pela solução sob análise do PSDEE para o sistema de 54 barras no terceiro estágio.



Fonte: Próprio autor

Na Tabela 13, encontram-se os resultados fornecidos pelo modelo de PSDEE indicando os circuitos que devem ser desligados, além de duas subestações que devem ser construídas.

Tabela 13 - Tipos de condutores da solução sob análise para o terceiro estágio de planejamento do sistema de 54 barras.

Construídos	Desligados
54-21, 54-30, 24-25, 39-33, 41-42, 44-38, 38-39, 53-36, 53-28, 53-41.	23-24, 17-18, 33-8, 33-39, 40-41, 42-47, 6-28, 12-13.

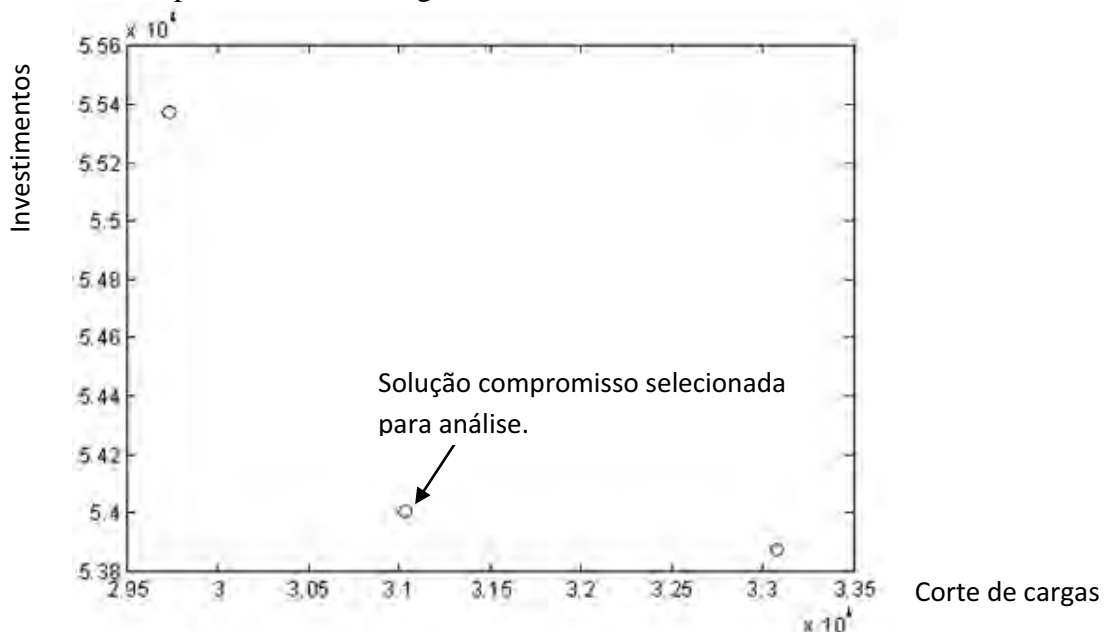
Da Figura 23, verifica-se que houve a necessidade de construir as subestações 53 e 54 e que existem 4 (quatro), sub-sistemas radiais cada um deles alimentado por uma das subestações. As barras de passagem 35, 38, 42, 43 e 46 foram utilizadas, e as barras não utilizadas são as 26, 27, 32, 49 e 50.

O modelo de Alocação e Operação de Chaves obteve os resultados da Tabela 14 para o sistema da Figura 23.

Tabela 14 - Custo de investimento do modelo de Alocação e Operação de Chaves no terceiro estágio para o sistema de 54 barras.

Custos Solução	Energia não suprida (racionamento esperado) (kVA/5 anos) (US\$)	Chaves alocadas (US\$)	Circuitos de interconexão (US\$)	Operação de chaves (US\$)	Custo total de investimento (US\$)
1	31,037.7	39,730.00	8,547.2	5,725.20	54,002.40
2	33,076.1	39,730.00	8,722.4	5,420.40	53,872.80
3	30,820.8	41,100.00	8,722.4	5,550.00	55,372.40
4	30,414.2	41,100.00	8,722.4	5,549.60	55,372.00
5	29,736.2	41,100.00	8,722.4	5,615.10	55,437.50
6	29,736.5	41,100.00	8,722.4	5,550.00	55,372.40
7	29,736.5	41,100.00	8,722.4	5,485.20	55,307.60

Figura 24 - Soluções não dominadas obtidas pelo modelo de Alocação e Operação de Chaves para o terceiro estágio do sistema de 54 barras.



Para a solução assinalada na Figura 24, o modelo fornece os seguintes custos de investimentos:

- Energia não suprida (acionamento esperado): US\$ 31,037.70
- Custos de chaves alocadas: US\$ 39730.00.
- Custos de construção de circuitos de interconexões: US\$ 8,547.2.
- Custo total de operação de chaves: US\$ 5,725.20.
- Custo total de investimento: US\$ 85,040.1.

Na Tabela 15, encontram-se os circuitos existentes em que foram alocadas as chaves de manobras e as propostas de construção de circuitos de interconexões.

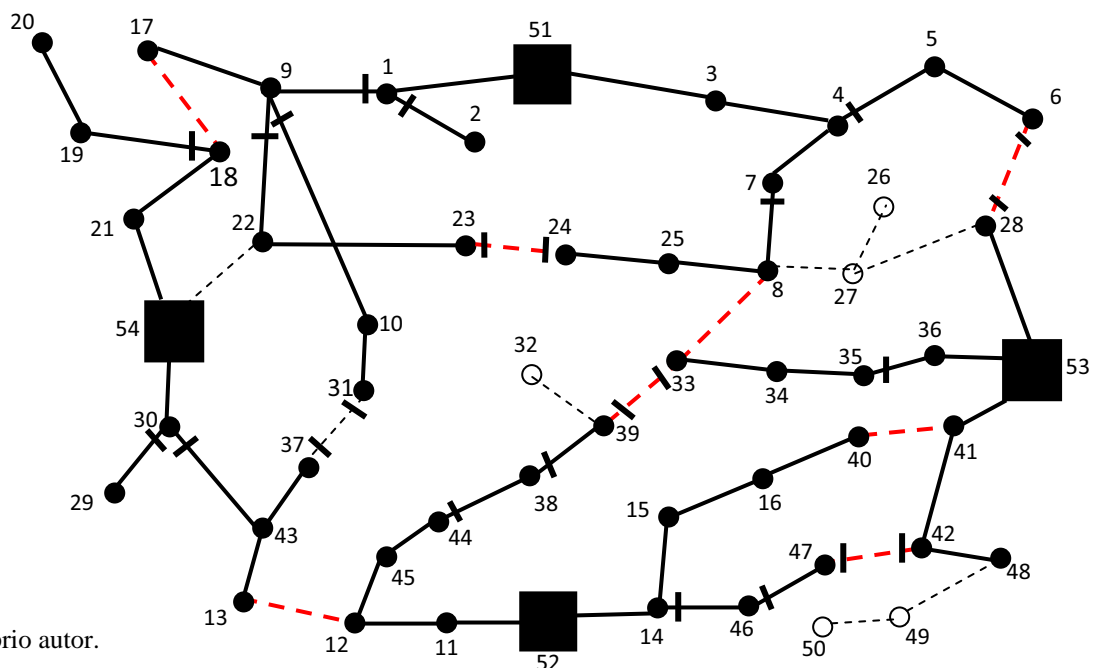
Tabela 15 - Alocação de chaves nos circuitos existentes e de interconexão no terceiro estágio do sistema de 54 barras.

Circuitos existentes	Circuitos de Interconexão
4-5, 7-8, 1-9, 1-2, 9-10, 18-19, 30-29, 30-43, 34-35, 35-36, 9-22, 47-46, 46-14, 44-38, 38-39.	37-31, 23-24, 6-28, 39-33, 42-47.

A implementação do modelo de alocação e operação de chaves no solver CPLEX, encontrou a solução com um tempo computacional de 223.61 sec e gap de 8.44% para a obtenção destas soluções.

O modelo fornece também a forma de operar as chaves e os disjuntores, em cada cenário, em caso de contingências, informando qual das chaves ou disjuntores deve abrir ou fechar de forma que seja possível energizar o maior número de barras de carga possível, e respeitando as restrições.

Figura 25 - Topologia com a alocação de chaves no sistema de 54 barras no terceiro estágio.



Fonte: Próprio autor.

4.3 CONCLUSÕES

Neste capítulo os modelos de PSDEE e de Alocação e Operação de Chaves, foram testados usando uma abordagem pseudo-dinâmica e a versatilidade do solver CPLEX que através de suas opções básicas permite obter um conjunto de soluções e selecionar entre elas, um conjunto de soluções não dominadas.

Foi verificado que o conjunto de soluções apresentadas para um mesmo estágio e de acordo com cada modelo apresentam diferenças não muito distantes nos valores de investimentos, e isso ocorre devido ao fato de que o gap entre um resultado e outro ser bem pequeno, o que proporciona apenas algumas trocas de circuitos e conseqüentemente uma variação pequena de custos, ou seja, às vezes a diferença de uma solução para outra consiste apenas na troca de um condutor do tipo i para o tipo j , mantendo em algumas situações a mesma alocação e operação de chaves.

O gaps baixos obtidos com a simulação dos modelos propostos neste trabalho, refletem a eficiência destes modelos, e no caso do problema de alocação de chaves o modelo mostra que uma condição de falta deve ser sanada da maneira mais eficiente possível, através da reconfiguração da rede.

Para uma análise multobjetivo mais abrangente dos modelos propostos neste trabalho, sugere-se a aplicação de técnicas de otimização multobjetivo diferente da técnica de penalidades utilizada neste trabalho. A técnica de penalidades não apresenta a eficiência desejada na simulação destes modelos através do solver CPLEX.

REFERÊNCIAS

CPLEX: optimization subroutine library guide and reference, version 11.0. Village: CPLEX 2008.

DEB, K. *Multi-objective optimization using evolutionary algorithms*. Chichester: John Wiley & Sons, 2004. p. 515.

FOURER, R.; GAY, D. M.; KERMIGHAN, B. W. *AMPL: a modeling language for mathematical programming*. 2nd ed. Pacific Grove: Brooks/Cole-Thomson Learning, 2003.

MIRANDA, V.; RANITO, J. V.; PROENÇA, L. M. Genetic algorithm in optimal multistage distribution network planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 9, n. 4, p. 1927-1933, Nov. 1994.

5 CONCLUSÕES GERAIS E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

5.1 CONCLUSÕES GERAIS DO TRABALHO

Neste trabalho inicialmente é proposto um modelo de PLBM para o problema de planejamento de SDs em que as principais ações de planejamento utilizadas pelos profissionais do setor são consideradas. Este modelo envolve a possibilidade de construir ou repotencializar simultaneamente várias subestações, considerar a presença de barras de passagens e a característica radial de operação dos SDs (SOUSA et al., 2011).

O modelo de PSDEE representa fisicamente o problema de planejamento e dadas a sua característica linear, a sua convergência para o ótimo é garantida. Isto permite o uso de *solvers* de PLBM convencionais para sua solução, e neste trabalho, foi utilizado o CPLEX. Os testes realizados com o modelo em sistemas da literatura mostram a sua eficiência e robustez.

Também propõe-se um modelo de alocação e operação de chaves com características lineares e binárias que tem a finalidade de encontrar soluções que garantam uma maior confiabilidade dos SDs, permitindo que a rede seja restaurada considerando diversos cenários de faltas ocorridas, Sousa et al (2012). Este modelo apresenta também a forma de operação das chaves quando existe contingência em uma barra de carga e são apresentadas várias soluções que configuram o conjunto de cenários para a verificação da operação de chaves.

Os modelos de PSDEE e alocação de chaves foram testados considerando a condição de planejamento de longo prazo através de um modelo pseudo-dinâmico. Nos testes foi utilizado o sistema de 54 barras, em que foi possível verificar a natureza conflitante dos termos das funções objetivos destes dois modelos. Desta forma, verifica-se que para resolver estes modelos com mais facilidade através do *solver* utilizado deveria ser utilizada uma técnica de otimização multiobjetivo clássica mais adequada (por exemplo a programação por metas) que o método das penalidades que, em função das condições de testes, dificulta a convergência da solução do modelo para um valor de *gap* aceitável.

Com os sistemas testes da literatura que foram usados, e os resultados obtidos permitem concluir a robustez, assim como também qualidade dos modelos propostos para atender as necessidades físicas do planejamento de SDs reais.

5.2 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Dentre as sugestões de desenvolvimentos de trabalhos futuros destacam-se:

- Considerar no modelo de planejamento a possibilidade de alocação de geração distribuída visando atender condições técnicas e econômicas de planejamento e operação da rede. Em função das condições de mercado de energia elétrica os geradores distribuídos podem ser considerados como sendo de propriedade das empresas distribuidoras e que os mesmos são despacháveis, sendo assim tem-se total controle sobre as potências ativa e reativa geradas.
- Estender os modelos propostos para efetuar o modelo dinâmico com a inserção de taxas de atualizações automáticas, com vistas a obtenção de resultados mais realistas para que o planejador possa tomar decisões com base em valores monetários atualizados.
- Considerar análise de riscos nos modelos de planejamento e alocação de chaves e a natureza estocásticas das variáveis envolvidas.
- O modelo de alocação e operação de chaves pode ser melhorado considerando a possibilidade de escolha dos tipos de condutores nos ramais de interconexão;
- Considerar os problemas de PSDEE de alocação de chaves e ramais de interconexões como sendo um único problema e desenvolver técnicas de otimização adequadas para resolver este novo modelo.
- O uso destes modelos matemáticos pode ser verificado também em diversas aplicações, como indústria, transporte, entre outros.
- Desenvolver um algoritmo baseado no método primal-dual de pontos interiores, para os modelos de planejamento e alocação de chaves propostos neste trabalho. Considerar a natureza multiobjetivo do modelo e das variáveis binárias de decisão envolvidas.

APÊNDICE A

Neste apêndice encontram-se os artigos que foram publicados em congressos e simpósios durante a elaboração deste trabalho e a numeração destes artigos são mantidas de acordo com a publicação destes eventos.

APÊNDICE B

Neste apêndice encontram-se os dados dos sistemas utilizados neste trabalho e que foram durante a elaboração deste trabalho.

Dados do sistema de 11 barras:

Capacidade e tensões:

Barra i	Demanda [kVA]	Tensão mínima [kV]	Tensão máxima [kV]
1	5000	10.45	11.55
2	5000	10.45	11.55
3	2000	10.45	11.55
4	5000	10.45	11.55
5	4000	10.45	11.55
6	5000	10.45	11.55
7	6000	10.45	11.55
8	5000	10.45	11.55
9	5000	10.45	11.55

Subestações

Subestação i	Capacidade [kVA]	Tensão mínima [kV]	Tensão máxima [kV]
10	18000	10.99	11.00
11	24000	10.99	11.00

Distancia dos circuitos possíveis i-j

i	j	Distância [km]
1	5	2.0
2	6	2.0
5	6	1.0
5	11	1.0
6	9	1.0
3	4	1.0
4	11	1.5
7	8	1.0
8	11	1.0
9	11	1.0

Distancia dos circuitos existentes i-j e tipo de condutor

i	j	Distância [km]	Tipo de condutor existente
10	1	2.0	1
1	2	1.0	1
10	3	2.0	1
3	7	1.0	1

Tipo de condutores e resistência, impedância e capacidade.

Tipo de condutor	Resistência [ohm/km]	Impedância [ohm/km]	Capacidade [KVA]
1	0.011	4000	20
2	0.009	8000	25
3	0.007	10000	30

Dados do sistema de 54 barras:

Demandas dos três estágios de planejamento:

Barra i	estágio1	estágio2	estágio3	Barra i	estágio1	estágio2	estágio3
1	0.2200	0.2640	0.3168	26	0.0000	0.0000	0.0000
2	0.0733	0.0880	0.1056	27	0.0000	0.0000	0.0000
3	0.0267	0.0320	0.0384	28	0.0267	0.0320	0.0384
4	0.0933	0.1120	0.1344	29	0.0400	0.0480	0.0576
5	0.1333	0.1600	0.1920	30	0.1333	0.1600	0.1920
6	0.0400	0.0480	0.0576	31	0.0400	0.0480	0.0576
7	0.0133	0.0160	0.0192	32	0.0000	0.0000	0.0000
8	0.1000	0.1200	0.0144	33	0.1200	0.0160	0.1728
9	0.1267	0.1520	0.1824	34	0.0600	0.0720	0.0864
10	0.1333	0.1600	0.1920	35	0.0000	0.0000	0.0000
11	0.0133	0.0160	0.0192	36	0.0133	0.0160	0.1920
12	0.0667	0.0800	0.0960	37	0.0667	0.0800	0.0960
13	0.0600	0.0720	0.0864	38	0.0000	0.0000	0.0000
14	0.0533	0.0640	0.0768	39	0.0533	0.0640	0.0768
15	0.0667	0.0800	0.0960	40	0.0667	0.0800	0.0960
16	0.0867	0.1040	0.1248	41	0.0200	0.0240	0.0288
17	0.0333	0.0400	0.0480	42	0.0000	0.0000	0.0000
18	0.0600	0.0720	0.0864	43	0.0000	0.0000	0.0000
19	0.0667	0.0800	0.0960	44	0.0333	0.0400	0.0480
20	0.0333	0.0400	0.0480	45	0.0333	0.0400	0.0480
21	0.0333	0.0400	0.0480	46	0.0000	0.0000	0.0000
22	0.0333	0.0400	0.0480	47	0.0333	0.0400	0.0480
23	0.0333	0.0400	0.0480	48	0.0333	0.0400	0.0480
24	0.0333	0.0400	0.0480	49	0.0000	0.0000	0.0000
25	0.0400	0.0480	0.0576	50	0.0000	0.0000	0.0000

Subestações:

Subestação i	estágio1	estágio2	estágio3
51	0.1333	0.1600	0.1920
52	0.0533	0.0640	0.7680
53	0.0400	0.0480	0.0576
54	0.0267	0.0240	0.0288

Distância dos circuitos possíveis i-j para o sistema de 54 barras.

i	j	Distância [Km]	i	j	Distância [Km]
19	20	1.56	44	38	1.56
18	19	1.25	38	39	1.715
17	18	2.03	39	32	2.03
09	17	2.15	39	33	1.405
18	21	1.56	33	08	2.34
54	21	1.25	33	34	0.935
54	22	1.875	34	35	1.09

09	22	2.34	35	36	1.09
22	23	1.715	53	36	1.25
23	24	1.405	53	28	1.56
24	25	1.09	53	41	1.56
25	08	1.405	41	40	1.25
8	27	1.875	40	16	1.25
27	26	1.715	41	42	1.875
27	28	1.56	42	48	1.25
06	28	2.5	48	49	1.875
54	30	1.405	49	50	1.09
30	29	1.56	42	47	1.56
30	43	2.03	47	46	1.56
43	37	1.25	46	14	1.715
37	31	0.935	12	45	1.25
31	10	1.56	45	44	1.09
13	43	1.875			

Distancia dos circuitos existentes i-j e tipo de condutor:

i	j	Distância [Km]	Tipo de condutor existente	i	j	Distância [Km]	Tipo de condutor existente
51	01	1.405	3	05	06	1.25	1
51	03	1.09	3	01	09	1.715	1
03	04	1.56	1	01	02	1.56	1
04	07	1.25	1	09	10	3.59	1
04	05	1.56	1	52	14	1.875	1
07	08	1.56	1	14	15	1.875	1
15	16	1.405	1	11	12	1.56	1
52	11	1.405	1	12	13	4.37	1

Tipo de condutores e resistência, impedância e capacidade do sistema de 54 barras.

Condutor	Resistência [ohm/km]	Impedância [ohm/km]	Capacidade [A]
1	0.3655	0.2520	150
2	0.2921	0.2466	200
3	0.2359	0.2402	250
4	0.1932	0.2279	300

Dados do sistema de 182 barras:

Demanda do sistema de 182 barras.

Barra i	estágio1 [MVA]	estágio2 [MVA]	estágio3 [MVA]	Barra i	estágio1 [MVA]	estágio2 [MVA]	estágio3 [MVA]
1	0.0184	0.0224	0.0224	91	0.0071	0.0078	0.0092
2	0.0172	0.0224	0.0224	92	0.0066	0.0066	0.0066
3	0.0065	0.0079	0.0081	93	0.0111	0.0134	0.0140
4	0.0088	0.0090	0.0090	94	0.0137	0.0145	0.0161
5	0.0085	0.0108	0.0128	95	0.0148	0.0224	0.0224
6	0.0113	0.0122	0.0131	96	0.0056	0.0056	0.0056
7	0.0339	0.0353	0.0353	97	0.0070	0.0046	0.0046
8	0.0179	0.0179	0.0179	98	0.0188	0.0224	0.0224
9	0.0140	0.0140	0.0140	99	0.0000	0.0093	0.0085

10	0.0051	0.0058	0.0066	100	0.0179	0.0132	0.0179
11	0.0027	0.0027	0.0027	101	0.0530	0.0384	0.0530
12	0.0027	0.0027	0.0027	102	0.0075	0.0075	0.0075
13	0.0005	0.0005	0.0005	103	0.0015	0.0007	0.0015
14	0.0109	0.0140	0.0140	104	0.0004	0.0000	0.0004
15	0.0058	0.0061	0.0062	105	0.0000	0.0000	0.0000
16	0.0047	0.0059	0.0069	106	0.0073	0.0037	0.0073
17	0.0000	0.0000	0.0000	107	0.0000	0.0000	0.0000
18	0.0014	0.0027	0.0035	108	0.0067	0.0070	0.0067
19	0.0155	0.0176	0.0176	109	0.0105	0.0080	0.0105
20	0.0106	0.0128	0.0140	110	0.0000	0.0000	0.0000
21	0.0181	0.0224	0.0224	111	0.0021	0.0016	0.0021
22	0.0055	0.0050	0.0045	112	0.0074	0.0074	0.0074
23	0.0090	0.0090	0.0090	113	0.0020	0.0012	0.0020
24	0.0140	0.0140	0.0140	114	0.0037	0.0000	0.0037
25	0.0105	0.0212	0.0224	115	0.0023	0.0023	0.0023
26	0.0020	0.0020	0.0020	116	0.0037	0.0037	0.0037
27	0.0157	0.0224	0.0224	117	0.0047	0.0000	0.0047
28	0.0122	0.0119	0.0118	118	0.0058	0.0058	0.0058
29	0.0125	0.0160	0.0194	119	0.0048	0.0048	0.0048
30	0.0197	0.0197	0.0193	120	0.0120	0.0120	0.0140
31	0.0102	0.0122	0.0126	121	0.0084	0.0099	0.0119
32	0.0224	0.0224	0.0224	122	0.0199	0.0221	0.0224
33	0.0000	0.0000	0.0000	123	0.0120	0.0140	0.0140
34	0.0224	0.0224	0.0224	124	0.0027	0.0027	0.0027
35	0.0345	0.0433	0.0448	125	0.0112	0.0112	0.0112
36	0.0148	0.0224	0.0224	126	0.0070	0.0086	0.0090
37	0.0155	0.0140	0.0140	127	0.0172	0.0172	0.0172
38	0.0000	0.0000	0.0000	128	0.0027	0.0024	0.0025
39	0.0032	0.0032	0.0032	129	0.0046	0.0038	0.0034
40	0.0001	0.0010	0.0010	130	0.0132	0.0140	0.0140
41	0.0005	0.0005	0.0005	131	0.0020	0.0019	0.0014
42	0.0000	0.0000	0.0000	132	0.0062	0.0062	0.0062
43	0.0020	0.0020	0.0020	133	0.0139	0.0130	0.0133
44	0.0050	0.0050	0.0050	134	0.0078	0.0140	0.0140
45	0.0029	0.0032	0.0036	135	0.0300	0.0389	0.0448
46	0.0052	0.0063	0.0068	136	0.0082	0.0090	0.0090
47	0.0090	0.0090	0.0090	137	0.0197	0.0197	0.0197
48	0.0088	0.0140	0.0140	138	0.0151	0.0168	0.0168
49	0.0025	0.0025	0.0025	139	0.0010	0.0010	0.0010
50	0.0015	0.0015	0.0015	140	0.0032	0.0156	0.0032
51	0.0020	0.0020	0.0020	141	0.0015	0.0015	0.0015
52	0.0129	0.0138	0.0140	142	0.0025	0.0025	0.0025
53	0.0006	0.0006	0.0006	143	0.0050	0.0050	0.0050
54	0.0029	0.0029	0.0029	144	0.0000	0.0000	0.0000
55	0.0020	0.0020	0.0020	145	0.0040	0.0040	0.0040
56	0.0123	0.0140	0.0140	146	0.0005	0.0005	0.0005
57	0.0089	0.0090	0.0090	147	0.0010	0.0010	0.0010
58	0.0000	0.0000	0.0000	148	0.0152	0.0115	0.0089
59	0.0139	0.0140	0.0140	149	0.0000	0.0000	0.0000
60	0.0046	0.0046	0.0046	150	0.0000	0.0000	0.0000
61	0.0000	0.0000	0.0000	151	0.0000	0.0000	0.0000
62	0.0040	0.0035	0.0031	152	0.0000	0.0000	0.0000
63	0.0031	0.0079	0.0033	153	0.0000	0.0000	0.0000
64	0.0069	0.0080	0.0090	154	0.0000	0.0000	0.0000
65	0.0197	0.0220	0.0224	155	0.0000	0.0000	0.0000
66	0.0303	0.0353	0.0353	156	0.0000	0.0000	0.0000
67	0.0174	0.0196	0.0196	157	0.0000	0.0000	0.0000

68	0.0130	0.0140	0.0140	158	0.0000	0.0000	0.0000
69	0.0007	0.0007	0.0007	159	0.0000	0.0000	0.0000
70	0.0034	0.0034	0.0034	160	0.0000	0.0000	0.0000
71	0.0067	0.0067	0.0067	161	0.0000	0.0000	0.0000
72	0.0062	0.0062	0.0062	162	0.0000	0.0000	0.0000
73	0.0132	0.0140	0.0140	163	0.0000	0.0000	0.0000
74	0.0074	0.0105	0.0131	164	0.0000	0.0000	0.0000
75	0.0073	0.0114	0.0140	165	0.0000	0.0000	0.0000
76	0.0235	0.0224	0.0224	166	0.0000	0.0000	0.0000
77	0.0011	0.0011	0.0011	167	0.0000	0.0000	0.0000
78	0.0137	0.0139	0.0140	168	0.0000	0.0000	0.0000
79	0.0224	0.0224	0.0224	169	0.0000	0.0000	0.0000
80	0.0268	0.0353	0.0353	170	0.0000	0.0000	0.0000
81	0.0092	0.0083	0.0091	171	0.0000	0.0000	0.0000
82	0.0140	0.0140	0.0140	172	0.0000	0.0000	0.0000
83	0.0024	0.0024	0.0024	173	0.0000	0.0000	0.0000
84	0.0015	0.0013	0.0014	174	0.0000	0.0000	0.0000
85	0.0079	0.0079	0.0079	175	0.0000	0.0000	0.0000
86	0.0112	0.0112	0.0112	176	0.0000	0.0000	0.0000
87	0.0073	0.0098	0.0125	177	0.0000	0.0000	0.0000
88	0.0132	0.0140	0.0140	178	0.0000	0.0000	0.0000
89	0.0000	0.0000	0.0000	179	0.0000	0.0000	0.0000
90	0.0038	0.0038	0.0038	181	0.0000	0.0000	0.0000
180	0.0000	0.0000	0.0000	182	0.0000	0.0000	0.0000

Distancia dos circuitos possíveis i-j para o sistema de 182 barras.

i	j	Distancia [Km]	i	j	Distancia [Km]
181	1	0.132	138	137	0.115
25	24	0.075	137	136	0.080
80	81	0.147	136	135	0.177
79	80	0.170	135	122	0.150
7	8	0.105	122	121	0.185
182	10	0.154	133	134	0.153
140	167	0.490	133	132	0.114
114	110	0.228	132	128	0.160
109	114	0.168	128	129	0.073
113	117	0.198	129	130	0.114
113	116	0.223	130	131	0.075
113	108	0.191	166	139	0.003
103	104	0.570	139	140	0.075
107	115	0.607	140	141	0.310
89	88	0.172	167	142	0.025
164	68	0.300	163	83	0.285
67	66	0.428	163	84	0.160
96	95	0.138	84	99	0.222
135	133	0.195	99	85	0.300
59	123	0.295	99	87	0.511
62	63	0.188	87	88	0.128
105	109	0.346	161	71	0.045
181	172	0.076	161	162	0.080
3	4	0.170	162	164	0.205
31	30	0.265	162	180	0.720
31	92	0.205	164	165	0.070
92	35	0.190	165	69	0.275

35	7	0.210	165	70	0.045
7	76	0.184	68	7	0.233
8	9	0.320	67	96	0.138
8	10	0.153	67	126	0.105
76	77	0.090	66	65	0.272
76	78	0.132	126	127	0.150
78	79	0.094	95	59	0.131
33	34	0.228	95	94	0.203
34	80	0.135	95	97	0.103
173	26	0.010	95	98	0.104
19	20	0.230	94	93	0.062
20	21	0.240	93	91	0.251
20	143	0.080	91	89	0.046
21	23	0.190	89	90	0.015
23	24	0.190	98	120	0.192
42	154	0.015	59	86	0.098
42	155	0.025	123	124	0.132
154	153	0.350	123	125	0.015
153	41	0.050	74	8	0.382
153	40	0.200	64	65	0.195
155	156	0.140	123	65	0.284
156	43	0.035	123	122	0.240
156	44	0.015	121	120	0.260
45	46	0.144	121	128	0.086
46	47	0.199	167	144	0.315
48	157	0.118	34	35	0.115
157	158	0.015	180	67	0.847
158	49	0.055	67	91	0.270
158	50	0.385	99	106	0.214
50	51	0.515	99	100	0.255
50	159	0.270	106	111	0.198
50	169	0.080	106	108	0.270
159	52	0.136	111	115	0.288
53	54	0.075	107	104	0.138
53	160	0.161	100	101	0.152
160	55	0.110	101	102	0.124
56	57	0.290	102	103	0.272
169	147	0.325	110	103	0.288
169	168	0.570	100	104	0.120
168	146	0.360	103	177	0.161
168	144	0.145	177	176	0.305
144	145	0.160	104	109	0.226
172	151	0.285	103	105	0.190
151	11	0.311	109	119	0.035
151	152	0.585	109	113	0.198
152	12	0.550	108	112	0.215
152	13	0.137	112	116	0.187
182	72	0.039	116	118	0.338
182	174	0.030	117	118	0.182
182	73	0.316	114	117	0.190
182	163	0.780	75	63	0.315
182	161	0.154	63	64	0.198
174	1	0.410	64	138	0.186
73	74	0.229	64	166	0.024
74	75	0.317			

Dados do sistema de 182 barras para os circuitos existentes i-j e tipo de condutor;

i	j	Distancia [Km]	Tipo de condutor existente	i	j	Distancia [Km]	Tipo de condutor existente
181	14	0.951	1	42	48	0.167	1
14	15	0.290	1	181	150	0.620	1
15	16	0.340	1	150	178	0.064	1
15	17	0.180	1	178	179	0.354	1
17	18	0.008	1	179	28	0.141	1
18	19	0.220	1	28	27	0.216	1
19	22	0.243	1	27	170	0.160	1
22	36	0.280	1	170	173	0.135	1
36	37	0.213	1	173	25	0.008	1
36	171	0.184	1	27	29	0.090	1
171	38	0.091	1	181	149	0.620	1
38	42	0.286	1	149	2	0.064	1
38	39	0.020	1	175	32	0.040	1
42	45	0.125	1	32	33	0.095	1
2	3	0.175	1	81	33	0.190	1
2	5	0.354	1	81	82	0.270	1
5	6	0.205	1	56	82	0.184	1
6	148	0.110	1	53	56	0.270	1
148	31	0.260	1	58	60	0.175	1
30	29	0.265	1	52	53	0.157	1
29	175	0.095	1	60	61	0.130	1
56	58	0.188	1	61	62	0.216	1

Tipo de condutores e resistência, impedância e capacidade do sistema de 182 barras.

Tipo de condutor	Resistência [ohm/km]	Impedância [ohm/km]	Capacidade [A]
1	0.8763	0.4133	1.80
2	0.5518	0.4077	2.30
3	0.2765	0.3610	0.34